

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier R-4041-2018

Demande du Distributeur relative au Programme GDP Affaires

MÉMOIRE DE L'ACEF DE QUÉBEC

Préparé par :

Co Pham, Ph.D.

Consultant en énergie

20 août 2018

1. Introduction

Dans sa demande, le Distributeur soumet que, conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025, sa demande vise à présenter le Programme GDP Affaires (le « Programme ») et en déterminer la rentabilité.¹

Le paragraphe 269 de la décision D-2018-025 se lit comme suit :

« [269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique. »² (nos soulignés)

Par sa décision D-2018-065 (paragraphe 12), la Régie reconnaît d'office l'ACEF de Québec comme intervenante au dossier.³

Par sa décision D-2018-076 (paragraphe 17), la Régie fixe l'échéancier du dossier qui prévoit le dépôt des mémoires des intervenants pour le 20 août 2018.⁴

Conformément à la décision D-2018-076, l'ACEF de Québec dépose par la présente son mémoire qui traitera de la rentabilité du Programme.

Comme on l'a vu précédemment, la décision D-2018-025 [paragraphe 269] fait le lien explicite entre l'étude de la rentabilité du Programme et les coûts marginaux [coûts évités] qui sont représentatifs des réalités du Programme.

Dans sa preuve, le Distributeur utilise abondamment les coûts évités pour ses démonstrations de la rentabilité du Programme.

Dans ce contexte, nous prenons pour acquis que la Régie nous permette de traiter, dans le présent dossier, de la rentabilité du Programme et des coûts qui sont représentatifs des réalités du Programme (coûts reflétant les caractéristiques du Programme).

Nous aimerions préciser que nous ne traitons pas dans le présent dossier ni de la méthode de calcul des coûts évités ni de la définition des signaux de coûts applicables

1 HQD, pièce B-0002, paragraphe 3.

2 Régie de l'énergie, D-2018-025, paragraphe 269, page 78.

3 Régie de l'énergie, pièce A-0002, page 6.

4 Régie de l'énergie, D-2018-076, paragraphe 17.

aux différents programmes et projets. Ces sujets devront faire l'objet d'un dossier distinct conformément à la décision D-2018-025 [paragraphe 209 et 210, page 64]⁵.

2. Le Programme ne permettrait pas de faire baisser le coût de transport

Dans le présent dossier, le Distributeur justifie la rentabilité du Programme en soumettant que la réduction de la demande en pointe des participants lui permettrait d'éviter certains coûts de fourniture, de transport et de distribution :

« Puisque toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, les coûts évités de fourniture, de transport et de distribution ont été pris en compte. »⁶

Le tableau suivant reproduit le résumé préparé par le Distributeur des principaux paramètres qu'il utilise pour démontrer la rentabilité du Programme.

On y note que le Distributeur utilise les coûts évités suivants :

- Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) ;
- Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) ;
- Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017).

⁵ « [209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique. » (D-2018-025, page 64).

6 Pièce B-0004, page 15, lignes 14 à 17.

Tableau 2.1

Principaux paramètres utilisés par le Distributeur pour démontrer la rentabilité du Programme

Source : HQD, pièce B-0004, page 15, tableau 4.

**TABLEAU 4 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

Nous traiterons tout d'abord dans ce qui suit de la possibilité d'inclure les coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse de la rentabilité du Programme. Nous ferons le même exercice dans les sections 9 et 10 pour le coût évité fourniture de la puissance de long terme considérant sa nature technique relativement complexe.

Exigences de fiabilité et le Programme

Il est généralement admis que les réseaux de transport sont conçus pour acheminer de l'énergie des centrales de production aux grands centres de consommation.

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est construit plusieurs années avant l'apparition des besoins du Distributeur et de ceux d'autres utilisateurs.

Selon le Distributeur, le réseau de transport d'Hydro-Québec doit être conçu pour acheminer des besoins prévus de sa clientèle **plus 4 000 MW** pour assurer la fiabilité des approvisionnements :

« [202] Le réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus par le scénario de demande de référence, plus 4 000 MW. Le Distributeur est d'avis

que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.
[...]

[207] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur à l'égard des 4 000 MW découlant de l'application d'un aléa correspondant à deux écarts types pour refléter l'évaluation de la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau en considérant un scénario de demande en puissance extrême. » ⁷ [nos soulignés].

Il s'ensuit donc que le Transporteur peut difficilement en toute logique construire son réseau plusieurs années avant l'apparition des besoins en considérant une diminution *éventuelle* de la demande en pointe des participants, en plus de satisfaire l'exigence de la Régie de doter le réseau d'une réserve de 4 000 MW.

Rappelons que, selon le *Guide du Participant*, les participants ne sont pas tenus d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'un *Événement de GDP*⁸. Donc, la réduction de la demande des participants serait possible ou probable, mais non-garantie.

De plus, le Distributeur indique à maintes reprises que le Programme ne ferait que **déplacer** les consommations des participants d'une heure à l'autre :

« Dans les faits, une partie des clients vont soit faire du préchauffage avant l'événement de GDP, soit reprendre leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourrait aucune perte de revenu. »⁹ (nos soulignés).

« 4.4 Veuillez indiquer si le préchauffage d'un bâtiment avant une interruption exige plus d'énergie que la consommation qui aurait été faite sans interruption.

Réponse (du Distributeur) :

Non. Il ne s'agit normalement que du déplacement de consommation en amont de la période de pointe. »¹⁰ (nos soulignés)

« 2.2.2 (Réf. iv.) De cette proportion énoncée à la question 2.2.1, veuillez estimer la part de la réduction de puissance qui sera compensée par un préchauffage du bâtiment. S'agit-il de la majorité des cas ?

7 Régie de l'énergie, D-2017-140, page 65.

8 Pièce B-0007, page 5.

9 Pièce B-0007, page 12, lignes 5 à 8.

10 Pièce B-0025, page 14, Réponse du Distributeur à la question 4.4 d'UC.

Réponse [du Distributeur] :

Considérant que les clients veulent éviter tout impact sur le confort des occupants, cette réduction de puissance est vraisemblablement effectuée essentiellement par un préchauffage du bâtiment. »¹¹(nos soulignés)

Pour respecter le critère de 4 000 MW en sus de la demande prévue, il serait peu probable sinon impossible que le Transporteur puisse tenir compte du cas d'une charge électrique qui baisse aux heures de forte demande pour réapparaître aux autres heures.

Coût de transport fixe

Le Distributeur rapporte qu'en 2016-2017 et 2017-2018 le Programme a permis de réduire la demande en pointe de 183 MW et 287 MW respectivement, mais on n'a aucune preuve d'une réduction de sa facture de transport reliée à ces baisses de la demande.¹²

Dans sa demande de renseignements, l'ACEF de Québec s'informe de la possibilité d'une réduction de la facture de transport pour 2016, 2017 et 2018 suite à des réductions des besoins en puissance grâce au Programme GDP Affaires :

« Demande(s) [de l'ACEFQ] :

15.1 Veuillez indiquer, chiffres et références à l'appui, si les réductions des besoins en puissance grâce au programme GDP Résidentielle et Affaires ont été prises en compte ou non dans l'établissement de la facture de transport de la charge locale pour 2016, 2017 et 2018. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse [du Distributeur] :

Les MW associés au Programme sont considérés du côté de l'offre du bilan, et non du côté de la demande, et n'influencent donc pas la facture de la charge locale. »¹³ (nos soulignés)

Force est de constater que le Programme n'a pas permis au Distributeur d'économiser sur sa facture de transport en 2016, 2017 et 2018 malgré des réductions réelles de consommation des participants.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement qu'on peut débattre longtemps sur l'opportunité de considérer les mégawatts effacés grâce au Programme du côté de l'offre ou de la demande, mais l'un des points les plus importants pour la clientèle du Distributeur réside en des économies de coûts. Or, le Distributeur nous a clairement

11 Pièce B-0021, page 6, Réponse du Distributeur à la question 2.2.2 du GRAME.

12 HQD, pièce B-0007, page 13, tableau 3.

13 HQD, pièce B-0017, page 26.

indiqué qu'il n'y a pas eu de baisse de coût de transport liée à une diminution de la pointe réalisée par le Programme de 2016-2017 à 2017-2018.

3. Une diminution ponctuelle de la demande de pointe ne ferait pas baisser le coût de distribution

Il est bien connu que le coût de distribution ne diminue pas généralement avec une baisse de la demande en pointe du réseau (pointe coïncidente), car les équipements de distribution sont conçus pour répondre à la demande **maximale** (pointe non-coïncidente) des clients *dans une localité donnée*, et non par rapport à la pointe coïncidente du réseau causée par l'ensemble de la clientèle sur tout le territoire.

C'est pour cette raison – comme on le verra ci-après - que la Régie a décidé en 2003 que la pointe non-coïncidente constitue le facteur d'inductance de la répartition des coûts de distribution entre les catégories de consommateurs, sans égard à leurs demandes en pointe coïncidente.

Le Distributeur reconnaît lui-même cette réalité comme suit :

« Du point de vue du Distributeur, la pointe non coïncidente s'avère le critère de répartition des coûts de puissance le plus approprié pour le réseau de distribution. D'une part, la charge sur le réseau de distribution est associée à une forte présence du chauffage électrique. D'autre part, les consommateurs présentant des caractéristiques de consommation semblables ont tendance à se regrouper sur une base géographique (exemple : zones résidentielles, zones commerciales, parcs industriels). »¹⁴ (nos soulignés)

La Régie rend sa décision favorable à l'utilisation de la pointe non-coïncidente par opposition à la pointe coïncidente avec le réseau de la façon suivante :

« 4.4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

Pour la répartition des coûts de distribution associés à la composante «Puissance» entre les différentes catégories de consommateurs, la Régie accepte la méthode basée sur la pointe maximale annuelle non coïncidente (annexe 4, items 11 et 12). Cette méthode de répartition est, de son point de vue, adaptée tant aux caractéristiques techniques de conception du réseau de distribution du Distributeur qu'au profil de consommation de la clientèle. »¹⁵ (nos soulignés)

14 D-2003-093, page 164 (Dossier R-3492-2002).

15 D-2003-093, page 166.

L'ACEF de Québec soumet donc respectueusement qu'il est illogique de prétendre que le Distributeur peut éviter certains *coûts de distribution* par une diminution de la demande de certains clients aux heures de pointe du réseau sans changer leur demande maximale non-coïncidente.

À titre d'exemple, pour alimenter une usine dans une localité donnée, le Distributeur doit installer divers équipements de distribution (poteaux et lignes de distribution, branchements, et compteurs). Leurs coûts sont fixes c'est-à-dire **non-modulables** en fonction des consommations de cette usine qui peuvent fluctuer selon les heures et les saisons.

Si l'on accorde une réduction de la facture d'électricité à cette usine en se basant sur le fait que son propriétaire a fait chauffer son bâtiment avant ou après les heures de pointe, on ne fera que **transférer** une partie de ce coût fixe aux autres clients.

Concernant la possibilité de diminuer des coûts de distribution par une réduction de la consommation aux heures de pointe, lisons la thèse du Distributeur présentée à l'audience du 8 août 2018 :

« (Me Neuman) :

[...] Hydro-Québec indique un coût déclaré comme étant évité, un coût de transport et de distribution. J'ai commencé par la distribution parce que c'est un peu plus facile à expliquer.

Mais en même temps, dans la deuxième référence, il est indiqué que la pointe du client, donc la puissance souscrite du client à des clients qui sont participants au GDP ne varie pas.

Donc, on parle du réseau de distribution.

Il y a des équipements, il y a une ligne de distribution présumément qui raccorde le client, par exemple une usine, le client distribution, cette ligne existe déjà. Il y a une puissance souscrite. Donc, la ligne permet de satisfaire cette puissance souscrite. Si le GDP... que le GDP existe ou n'existe pas, la puissance souscrite est la même. Donc, la ligne est la même pour alimenter ce client.

Donc, on essaie, notre question, la première des deux questions qui finissent par un point d'interrogation dans notre question SÉ-1.1a) consiste à demander comment est-ce que vous pouvez expliquer que si l'équipement... si la puissance souscrite ne varie pas, l'équipement de distribution ne varie pas, comment pouvez-vous expliquer qu'il y a un coût évité en distribution ?

Je vais passer après pour l'aspect transport charge locale. Je comprends qu'il y a des coûts de fourniture additionnels. Ça, on comprend ça parfaitement. Mais au niveau de la distribution, on ne voit pas comment est-ce que c'est justifiable ? Donc, on aimerait avoir la justification de cette raison d'être par Hydro-Québec Distribution. Pourquoi est-ce qu'elle voit un coût évité en distribution pour chaque mégawatt épargné et évité par le programme GDP ?

LA PRÉSIDENTE :

Là, ça va être au Distributeur de répondre à la question.

M. HANI ZAYAT :

R. Je pensais que la réponse le disait, mais je vais le dire dans mes mots. C'est que si le coût évité est associé à la pointe coïncidente alors que la pointe de la puissance souscrite peut être non coïncidente. Donc, effectivement, le client peut avoir une puissance souscrite qui n'a pas bougé.

Mais il peut s'être effacé au moment de la pointe.

Donc, on va aller chercher des investissements évités sur le réseau, que ce soit le réseau de distribution ou le réseau de transport. Donc, il va contribuer à la diminution de la croissance de la charge. Et de ce fait, on peut lui créditer ou lui imputer des coûts évités en transport et en distribution.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. [36] Je ne comprends toujours pas la réponse puisque la puissance souscrite, on parle d'équipements, c'est-à-dire d'équipements pour desservir ce client. La ligne qui est pour desservir l'usine, elle existe déjà. Elle permet déjà de satisfaire la puissance maximale appelée par le client, qui ne varie pas, qui ne varie pas.

R. C'est que la ligne, elle dessert plus qu'une usine. Elle dessert un ensemble de clients. Et il peut y avoir d'autres clients qui vont bénéficier de cette baisse du réseau, de cette baisse de la pointe coïncidente. »¹⁶ (nos soulignés)

L'ACEF de Québec soumet respectueusement que la thèse du Distributeur voulant que les autres clients peuvent profiter de l'utilisation réduite d'une ligne de distribution lorsqu'une usine diminue sa consommation pendant la période de pointe relèverait d'une hypothèse irréaliste.

La participation au Programme n'est pas obligatoire : l'équipe de construction d'Hydro-Québec Distribution ne pourrait pas en toute logique construire un réseau robuste et fiable en misant sur un choix de certains de ses clients qui pourrait ou non se produire plusieurs années après sa conception et sa construction.

Généralement, la conception d'une ligne de distribution doit respecter des normes de fiabilité visant à satisfaire les besoins maximaux de plusieurs clients : les clients qui ne participent pas au Programme ne bénéficieraient pas quand les participants diminuent leur consommation *pour une centaine d'heures durant une année donnée*.

4. Expérience Californienne

Dans sa DDR au Distributeur, UC a évoqué les exigences de la *California Public Utilities Commission* (CPUC) en matière des coûts évités de transport et de distribution

lors de l'analyse de la rentabilité d'un moyen de gestion de la demande (Demand Response).¹⁷

Pour les fins de notre discussion, nous reproduisons ci-dessous ces exigences :

« The avoided T&D [Transmission & Distribution] capacity cost must be matched with the characteristics of individual DR [Demand Response] programs by using the “D factor,” which adjusts the T&D value for each program. Throughout the years that DR stakeholders have discussed the concepts related to cost-effectiveness, the terms “right time”, “right place”, “right certainty” and “right availability” have been used to describe the match of allowable DR operations to utility T&D system needs and avoided costs. The various criteria are intended to limit the application of the avoided T&D costs to programs that actually avoid or defer T&D investment. A specific method for calculation of the D factor is not proposed here, but LSEs [Load Serving Entity] are expected to base their D factors on the criteria below, and explain in their workpapers how the D factor for each DR program was determined.

The D factor for each DR program should be based on the following criteria:

Right Time: DR is or can be in place in time to defer some or all of the costs of planned or needed distribution system upgrades (i.e., before local conditions become severe enough to require upgrades)

Right Place: DR programs exist in areas where additional distribution capacity is needed and can be relied upon for local T&D equipment loading relief (e.g., can be dispatched just in the local area, not only system-wide, and are located in areas where load growth would result in a need for additional delivery infrastructure but for DR).

Right Certainty: There is sufficient certainty that DR, either as a stand-alone resource or in combination with other resources, can provide the long-term demand reductions to defer upgrade costs. For example, there must be a sufficient number of customers and the appropriate types of DR to provide a reasonable level of certainty that needed demand reductions can be provided.

Right Availability: DR will be available when needed. This is a similar calculation as for the A factor, although specific to T&D

17 Pièce C-UC-0005, pages 11 à 12 (Question 5.2 d'UC).

needs. It should take into account that for DR to be able to avoid sub-transmission and distribution investment, it must be possible to call the program to reduce circuit loading when it may occur, which may or may not be at times when the system is experiencing a generation peak event.

The default value of the D factor will be 0%. In other words, it will be assumed that a given DR program does not avoid or defer any transmission or distribution upgrades unless LSEs can show otherwise, at both the sub-transmission and distribution levels. LSEs must provide, in their workpapers, an explanation of how **each** of the four above criteria apply to each DR program.

The accompanying IOU [Investor-Owned Utility] workpaper explanations should document the reasoning and evidence for quantifying the above criteria. The following list represents example information needed to verify the D factor calculation:

1. D Factor formula used.
2. Narrative description of the D Factor calculation logic.
3. Right Time: Active DR programs are assumed to defer at least a portion of distribution system upgrades costs. Therefore, all active DR programs will meet the right time criteria.
4. Right Place:
 - List of constrained T&D locations for which the IOU is claiming T&D avoided costs for DR programs (circuits in high growth areas or circuits expected to meet or exceed their transformer or substation capacity ratings).
 - In-service dates of proposed projects to be deferred all or in part by DR resources if non-proportionality is assumed.
5. Right Availability: Percent of available DR MW that is coincident with the constrained circuit(s) peak.
6. Right Certainty: Attrition/turnover rates, or other evidence, that shows customers are able to meet deferral needs through DR load reductions.¹⁸ (nos soulignés)

Nous notons que la *California Public Utilities Commission* exige que les services publics fassent la **démonstration** de la possibilité d'éviter certains coûts de transport et de

distribution selon des critères très précis (« right time, right place, right availability, right certainty »).

Sans une démonstration adéquate du respect de *chacun* des critères mentionnés, on suppose qu'il n'y ait aucune réduction de coûts de transport et de distribution (« The default value of the D factor will be 0%. », selon la CPUC)

Dans le présent dossier, le Distributeur n'a fait aucune démonstration de la possibilité de réduction des coûts de transport et de distribution grâce au Programme GDP Affaires.

L'ACEF de Québec ne partage pas l'opinion du Distributeur à l'effet qu'« *en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution* » :

« [Question 5.2 d'UC]

5.2 La CPUC utilise des critères très précis pour déterminer dans quelle proportion (*D factor*), les coûts évités de distribution et de transport doivent être pris en compte lors de l'analyse de rentabilité d'un moyen de gestion de la demande (DR). Veuillez indiquer si, en considérant les critères de la CPUC, tous les kW d'effacement potentiel du programme de GDP du Distributeur peuvent être crédités des pleins coûts évités de distribution et de transport dans une analyse de rentabilité.

Réponse [du Distributeur] :

Le Programme est offert à l'ensemble de la clientèle visée sur tout le territoire. L'objectif du Programme est de permettre au Distributeur d'inscrire à son bilan en puissance suffisamment de MW de façon à repousser un appel d'offres de long terme. Le Programme est ainsi calibré sur le coût évité de fourniture. Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisque en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution. »¹⁹ (nos soulignés)

Selon l'ACEF de Québec, le raisonnement du Distributeur ne s'appuie pas sur des faits réels des réseaux de transport et de distribution d'Hydro-Québec.

L'ACEF de Québec désire souligner qu'il faut faire une distinction entre une réduction de la demande pendant tout l'hiver (pendant environ 2 900 heures) et un effacement pendant les 100 heures de très fine pointe pour réapparaître dans les autres heures de l'hiver.

Recommandations

Considérant les faits exposés précédemment et à l'instar de la *California Public Utilities Commission*, nous recommandons respectueusement que la Régie ne considère pas qu'il y ait de réduction de coûts de transport et de distribution reliée à l'implantation du Programme GDP Affaires.

Considérant que le Distributeur a tenu compte des coûts évités de transport et de distribution dans ses évaluations économiques présentées aux tableaux 6, 7, 8, 9, et 10 de la pièce B-0007²⁰, et aux tableaux R-2.2-A et R-2.2-B de la pièce B-0015²¹, nous recommandons également que la Régie considère comme erronés les résultats qui en découlent.

5. Rentabilité pour les participants

Le Distributeur propose d'offrir aux participants un appui financier de 70 \$/kW. Il estime le coût encouru par un participant « moyen » à 10,5 \$ le kilowatt.²²

Selon le Distributeur, « *pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP* ». ²³

Selon nos calculs montrés au tableau suivant, en nous basant sur les données fournies par Hydro-Québec, le rendement annuel réalisé par un participant « moyen » se situerait à 567 %.

En terme absolu, un participant réalisant un effacement de 500 kW (0,5 MW) obtiendrait un bénéfice de 29 750 \$ sur son investissement²⁴.

20 HQD, pièce B-0007, page 10 à 13.

21 HQD, pièce B-0015, Réponses du Distributeur à la DDR no 1 de la Régie.

22 HQD, pièce B-0007, page 10, tableau 5.

23 HQD, pièce B-0007, page 48.

24 Le Distributeur a indiqué le même montant d'appui financier que celui montré au tableau ci-dessus : « Par exemple, pour un participant au Programme, une réduction de 500 kW de sa demande en pointe amène un appui financier de 35 000 \$. » (HQD, pièce B-0004, page 12, ligne 10 et ss.).

Tableau 5.1

Rentabilité pour les participants (données d'Hydro-Québec)		
	Par unité de puissance (a) (\$/kW)	Cas d'un participant Réduction de 500 kW (b)
Coût estimé par HQD	10.50	5,250 \$
Appui financier d'Hydro-Québec	70.00	35,000 \$
Rendement annuel	59.50	29,750 \$
Rendement annuel (%)	567%	567%

(a) : HQD, pièce B-0007, page 10, tableau 5.

(b) : à titre d'exemple (HQD, pièce B-0004, page 12, ligne 10 et ss.)

Le tableau suivant présente les rendements annuels selon différents montants d'appui financier, variant de 40 à 70 \$ le kilowatt.

On y observe que les rendements sont tous relativement élevés.

Tableau 5.2

Rentabilité pour les participants

Appui financier (hypothèses) [\$/kW]	40	50	60	70
Coût estimé par HQD [\$/kW] (a)	10.50	10.50	10.50	10.50
Rendement annuel [\$/kW]	29.50	39.50	49.50	59.50
Rendement annuel [%]	281%	376%	471%	567%

(a) : HQD, pièce B-0007, page 10, tableau 5.

La majorité des participants ont exprimé leur satisfaction à l'égard des appuis financiers reçus d'Hydro-Québec (voir site Internet de la Régie, dossier R-4041-2018, onglet Commentaires, pièces D-0001 à D-0066).

Les témoignages de M. Jonathan Roy du Centre hospitalier universitaire Sainte-Justine et de M. Maxime Poulin du Complexe Desjardins sont particulièrement éloquents au sujet de la rentabilité pour les participants :

Transcription, par la Régie, des propos de M. Jonathan Roy tirés de la vidéo « Programme Gestion de la demande de puissance au centre hospitalier universitaire Sainte-Justine » :

« On a eu à investir pour réussir à intégrer les mesures du GDP. C'est un investissement qui est fait ponctuellement une fois. Et puis, au terme de l'hiver 2015-2016, on a reçu un appui financier d'environ 130 000\$. Même quand on ne fait pas de GDP, on bénéficie. On a un visuel sur certaines infrastructures qu'on n'avait pas avant. Et puis pour nous, c'est un bénéfice à long terme. »

La narratrice conclut : « Une offre avantageuse qui a peu ou pas d'impact sur les activités de votre établissement ou de votre entreprise ; un investissement minimal que vous récupérez dès la première année ; et un appui financier substantiel que vous recevrez chaque année de votre participation ; voilà une offre simple et très rentable ».

Transcription, par la Régie, des propos de M. Maxime Poulin tirés de la vidéo

« Programme Gestion de la demande de puissance au complexe Desjardins » :

« Le programme d'Hydro-Québec ne nécessitait pas d'investissements importants au départ puisque toutes les économies, toutes les mesures ont été mises en place avec le système de contrôle du bâtiment.

L'incitatif financier était très intéressant. On avait l'impression dans ce programme-là qu'on ne pouvait pas perdre. C'était juste à notre avantage. J'invite les gens, les autres gestionnaires de bâtiment d'embarquer dans le programme. »²⁵

À l'audience, un témoin d'Hydro-Québec a même dit qu'« il y a **engouement** dans le marché » et une « liste de gens qui sont **extrêmement intéressés** » par le Programme :

[M. Zayat d'HQD] :

[...] Donc, on vous l'a dit, on l'a expliqué, qu'un programme ça prend un peu de temps à avoir de la notoriété, on a fait un pilote, c'est la troisième année qu'il roule déjà. Il y a engouement dans le marché, je pense qu'il y a pas mal de clients qui ont témoigné leur grande satisfaction à l'égard du programme, donc il y avait possibilité d'aller en chercher beaucoup plus. Ce qu'on vous dit c'est qu'évidemment on avait demandé une décision très rapide en mars-avril, donc on ne l'a pas. Puis le trois cent vingt (320) est peut-être à risque, mais ceci dit il y en a d'autres qui sont sur la liste de gens qui sont extrêmement intéressés par ça.²⁶ (nos soulignés)

25 Pièce B-0017, page 45.

26 Pièce A-0015, page 147 (Notes sténographiques de l'audience du 8 août 2018).

Notes de l'ACEF de Québec : la valeur de 320 mentionnée dans l'extrait ci-haut correspondrait probablement à la contribution en puissance de 320 MW du Programme prévue pour l'hiver 2018-2019 (voir pièce B-0015, page 10, tableau R-2.2-C).

Donc, en résumé, l'appui financier de 70 \$ le kilowatt proposé par le Distributeur est très intéressant pour les participants.

6. Impacts du Programme sur la clientèle du Distributeur

Dans sa réponse à la DDR no 1 de la Régie, le Distributeur a présenté une mise à jour de ses évaluations des coûts correspondant aux scénarios « Avec Le Programme » et « Sans Le Programme » appelé aussi « Avec Achats de Court terme » (importation d'électricité).

Nous reproduisons les résultats de ces évaluations au tableau suivant pour les trois prochaines années (court terme).

Pour cette période, les résultats ne sont pas affectés par l'hypothèse du Distributeur relative au coût d'achat de puissance de long terme.

Selon ces évaluations du Distributeur, le coût total du Programme pour les trois prochaines années serait de 83,6 M\$ et celui du scénario Sans Le Programme (Achats de court terme) serait de 44 M\$.

Par rapport au Programme, le scénario « Achats de court terme » permettrait donc une économie de 39,6 M\$ pour la clientèle du Distributeur [voir tableau ci-dessous].

Comme le montre le tableau, le coût du Programme est d'environ deux fois plus cher que celui de l'option *Achat de puissance de Court terme*.

Tableau 6.1

Comparaison des coûts (M\$) - Période 2018-2019 à 2020-2021				
Données d'Hydro-Québec (Mise-à-jour - publiée le 3 août 2018 - pièce B-0015)				
	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	Total
GDP Affaires (MW réduit)	315	360	370	
Achats Puissance Court Terme (MW)	320	390	420	
Scénario Avec le Programme (1)	25.2	28.8	29.6	83.6
Scénario Achats de court terme (2)	12.2	15.2	16.6	44.0
Écart	13.0	13.6	13.0	39.6
Ratio Coûts Avec Le Programme / Coûts Achats de Court Terme	2.07	1.89	1.78	1.90
Sources:				
(1) : HQD, Pièce B-0015, tableau R-2.2-B, page 9.				
(2) : HQD, Pièce B-0015, tableau R-2.2-C, page 10				
(Réponses du Distributeur à la DDR no 1 de la Régie)				

Si la Régie approuve l'appui financier de 70 \$/kW proposé par le Distributeur, l'ensemble de sa clientèle devra assumer alors un « **surcoût** » d'environ **40 M\$** pour les trois prochaines années.

7. Appui financier proposé par le Distributeur

L'ACEF de Québec attire l'attention de la Régie sur le fait que le Distributeur n'a testé aucun autre niveau d'appui financier que celui de 70 \$ le kilowatt qu'il propose :

« 1.1 Veuillez indiquer si, dans le cadre du projet pilote mentionné à la référence (i), le Distributeur a testé différents niveaux d'appui financier aux participants. Dans l'affirmative, veuillez en préciser les résultats.

Réponse [du Distributeur] :

Aucun autre niveau d'appui financier n'a été testé. »²⁷

Et :

27 HQD, pièce B-0017, page 3 [Réponse du Distributeur à la question 1.1 d'ACEFQ].

« 1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a testé d'autres niveaux de compensation que 70\$/kW lors des rencontres et discussions du projet pilote en 2015-2016. Sinon, veuillez expliquer pourquoi. Si oui, veuillez expliquer quels autres niveaux de compensation ont été testés et déposer les analyses sur la base desquelles les compensations inférieures à 70\$/kW ont été rejetées.

Réponse :

Aucun autre niveau d'appui financier n'a été testé. »²⁸

De plus, le Distributeur a admis que le niveau d'appui financier qu'il propose n'est pas le fruit d'une **analyse** fine des coûts pour les clients, mais résulte plutôt d'**échanges** entre le Distributeur, les partenaires du marché et les clients participants :

« Il est donc important de retenir que, dans le cas du Programme, le niveau d'appui financier n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients, pour les raisons invoquées aux paragraphes précédents. Il résulte d'échanges entre le Distributeur, les partenaires du marché et les clients. »²⁹
(nos soulignés)

Le Distributeur affirme également que le niveau d'appui financier de 70 \$/kW a été fixé « **en regard des coûts évités de long terme en puissance** » de 110 \$/kW :

« Le niveau d'appui financier a également été fixé par le Distributeur en regard des coûts évités de long terme en puissance, c'est-à-dire ce que lui permet d'éviter le Programme. Il est clair qu'à hauteur de 70 \$/kW, l'appui financier est largement en deçà du coût évité de long terme en puissance, soit 110 \$/kW avant les coûts de transport et de distribution. »³⁰ (nos soulignés)

8. Comparaison avec la Tarification Dynamique

La Tarification Dynamique et le Programme ont le même but de réduire la demande aux heures de pointe.

Dans le présent dossier, l'ACEF de Québec s'est renseignée auprès du Distributeur sur certaines inter-relations de ces deux mesures, mais le Distributeur a refusé de répondre à nos questions en prétextant que ces dernières dépassent le cadre du présent dossier :

28 HQD, pièce B-0020, page 4 (Réponse du Distributeur à la question 1.2 de la FCEI)

29 HQD, pièce B-0015, page 13, ligne 10 et ss.

30 HQD, pièce B-0015, page 14, ligne 4 et ss.

« 12.3 Veuillez indiquer l'appui financier envisagé par le Distributeur pour les participants à l'Option de Tarification Dynamique, ainsi que votre prévision du nombre d'heures par année de baisse de la demande en puissance de pointe.

Réponse :

Cette question dépasse le cadre du présent dossier.

12.4 Veuillez préciser si le Distributeur envisage ou non de donner le même niveau d'appui financier (70 \$/kW-réduit par année) aux clients participant à l'option de Tarification Dynamique que celui accordé aux participants au Programme GDP Affaires.

Réponse :

Cette question dépasse le cadre du présent dossier. »³¹

L'ACEF de Québec n'a pas contesté ces réponses du Distributeur, puisqu'elle a obtenu les renseignements voulus en consultant le dossier tarifaire R-4057-2018 qui vient d'être déposé par le Distributeur.

En effet, le Distributeur y affirme que la Tarification Dynamique lui permettra d'obtenir une réduction de la demande aux heures critiques du réseau pour un prix de **50 \$ le kilowatt** et que son acceptabilité a été testé auprès de sa clientèle :

« Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la section 4.4). »³² (nos soulignés)

Dans son dossier tarifaire R-4057-2018, le Distributeur indique que les nouvelles options de tarification dynamique s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020.³³

Donc, à partir de l'hiver 2019-2020, le Distributeur peut obtenir le même service que celui du Programme au coût nettement moins élevé.

31 HQD, pièce B-0017, page 18 (Réponse du Distributeur à la DDR no 1 d'ACEFQ).

32 HQD, Dossier tarifaire R-4057-2018, pièce B-0030, page 17, ligne 18 et ss.

33 HQD, Dossier tarifaire R-4057-2018, pièce B0030, page 25, ligne 13 et ss. :

« Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits clients commerciaux, soit un CPC et un TPC. Ces nouvelles options s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020. »

Finalement, l'ACEF de Québec attire l'attention de la Régie sur le fait que le Distributeur n'a pas pris en compte l'apport des options de tarification dynamique dans l'établissement de ses bilans en puissance.

Par conséquent, les résultats de ses analyses économiques peuvent être considérés comme peu représentatifs de l'évolution du contexte énergétique québécois d'ici dix ans.

9. Service et Coût du Programme incomparables avec ceux des contrats de long terme découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01

Dans sa preuve, le Distributeur affirme que le Programme offre un service **équivalent** à un approvisionnement de long terme :

« Depuis son lancement, ce programme commercial s'est avéré être un franc succès, constituant ainsi pour le Distributeur un moyen supplémentaire de gestion en puissance lui permettant d'obtenir un service équivalent à un approvisionnement de long terme, tout en lui offrant davantage de flexibilité à un coût inférieur. »³⁴ (nos soulignés)

Dans son analyse économique, le Distributeur compare l'appui financier de 70 \$/kW qu'il propose au coût évité de fourniture de la puissance de 110,28 \$/kW-an (\$ 2017).³⁵

Il utilise cette même valeur - basée sur l'appel d'offres A/O 2015-01 – dans ses démonstrations de la rentabilité du Programme :

« Pour les achats de long terme, les prix considérés sont basés sur l'appel d'offres A/O 2015-01. Ce moyen en puissance est comparable au Programme puisqu'il permet de satisfaire les critères de fiabilité et d'obtenir une contribution en énergie à la pointe. Son coût se décompose comme suit :

- une prime fixe de 110,28 \$/kW-an (\$2017) ;
- une prime variable de 59 \$/MWh (\$2018) pour un maximum de 351 heures d'utilisation. » (nos soulignés)

Encore une fois, le Distributeur affirme que le moyen de fourniture de puissance découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 est **comparable** au Programme.

34 HQD, pièce B-0004, page 5, ligne 12 et ss.

35 HQD, pièce B-0007, page 10, tableau 5.

En réponse à notre question 22.1, le Distributeur confirme que pour évaluer le coût des approvisionnements de puissance de long terme il utilise celui des contrats signés avec le Producteur découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 :

« 22.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'évaluation présentée au tableau 11 suppose que le coût des approvisionnements de puissance de long terme (500 MW à partir de 2021-2022) soit identique à celui des contrats signés avec le Producteur découlant des appels d'offres A/O 2015-01.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. »³⁶

Les affirmations du Distributeur reproduites ci-haut montrent bien que le Distributeur a voulu démontrer **l'équivalence** du service obtenu par le Programme avec celui des contrats de puissance de long terme signés avec le Producteur à l'issue de l'appel d'offres A/O 2015-01.

L'ACEF de Québec présente ci-après une comparaison de ces deux services.

Période de service

D'abord, le Programme permet une réduction de la demande seulement en période de pointe d'hiver sauf les fins de semaine et les jours fériés et ce pour un maximum de 100 heures :

« Un Événement de GDP peut survenir pendant l'une ou l'autre des Périodes de pointe d'hiver d'Hydro-Québec, qui sont de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, ou durant ces deux périodes, sauf les fins de semaine et les jours fériés.

Le nombre maximal d'heures par Période d'hiver visé par les Événements de GDP est de 100 heures. »³⁷

Le *Guide du Participant* précise que la période d'hiver allant du 1^{er} décembre au 31 mars de l'année suivante.³⁸ Donc, le Distributeur n'a pas le droit de contacter les participants pour réduire leur consommation en avril par exemple.

À l'opposé, l'appel d'offres A/O 2015-01 exige que la puissance doit être disponible durant toute l'année, et non uniquement en période d'hiver.³⁹

Rappelons que c'est le Distributeur lui-même qui a recherché cette condition du service relativement exigeante :

36 HQD, pièce B-0017, page 35.

37 HQD, pièce B-0007, Guide du Participant, page 8.

38 Idem, page 4 (Définitions).

39 HQD, Dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 1, page 14, ligne 9.

« 3.11.3 DISPONIBILITÉ RECHERCHÉE

[239] Selon le Distributeur, le produit recherché devra être disponible en tout temps afin de respecter le critère de fiabilité du NPCC, qui exige la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver. Il précise que cette contribution n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques.

[240] La Régie comprend des propos du Distributeur que cette exigence permet, d'une part, d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC et, d'autre part, n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques. En conséquence, la Régie approuve cette caractéristique. »⁴⁰

Selon notre compréhension, c'est à cause de l'exigence de disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année que le coût des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 s'exprime avec le suffixe « an » - exemple : 110 \$/kW-an.

À l'opposé, le coût de la puissance pour la période hivernale s'exprime avec le suffixe « hiver » - exemple : 20 \$/kW-hiver [voir la pièce B-0007, page 10, tableau 5 et la décision D-2018-025, paragraphe 195⁴¹].

Nombre d'heures de service maximal

En terme du nombre d'heures de fourniture de la puissance par année, le Distributeur a confirmé qu'il n'y a pas d'équivalence entre les deux services :

« 5.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'en terme du nombre d'heures de fourniture de la puissance par année, le programme GDP Affaires n'offre pas de service équivalent à celui du contrat d'approvisionnement avec le Producteur découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 [voir les références (ii) et (iii)]. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

40 Régie de l'énergie, D-2014-205, page 57.

41 Décision D-2018-025 (dossier R-4011-2017), page 61 :

« [195] En ce qui a trait aux coûts évités de puissance, le Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW. Il précise que :

- pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation);
- à compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01, soit 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation). »

Réponse :

Le Programme offre 100 heures, alors que les contrats issus de l'A/O 2015-01 offrent 351 heures. »⁴²

Obligation contractuelle

Selon notre compréhension du *Guide du Participant*⁴³, un participant au Programme GDP n'a pas d'obligation contractuelle pour réduire sa consommation aux heures de pointe du réseau, alors que le Producteur doit absolument fournir du service sur demande du Distributeur conformément aux conditions des contrats d'approvisionnement découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01. [Le Distributeur a confirmé l'exactitude de notre compréhension dans sa réponse à notre DDR⁴⁴].

Fiabilité et Garantie de disponibilité de puissance

Puisque que le Programme n'offre pas de « *service de réduction de la demande en pointe* » fiable, le Distributeur a jugé bon d'ajouter un taux de réserve de 17% :

« De plus, pour s'assurer que la GDP soit une ressource fiable au même titre qu'une ressource conventionnelle, le Distributeur ajoute une réserve à celle-ci de 17 %. Cette réserve est déterminée en utilisant un modèle qui tient compte des modalités de cette ressource. La réserve représente une couverture de l'incertitude associée à la GDP. »⁴⁵

Le taux de réserve de 17% associé au Programme est bien supérieur au taux de réserve moyen de 9,7% de l'ensemble des moyens de fourniture de la puissance du Distributeur⁴⁶.

À l'opposé, l'appel d'offres A/O 2015-01 exige que la livraison de la puissance soit **garantie**.⁴⁷

Notons que la réserve de 17% requise pour le Programme est incluse dans la ligne « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » et non directement dans la « *contribution en puissance du Programme* » :

« *DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.9*

Référence(s) :

42 HQD, pièce B-0017, page 7 (Réponse du Distributeur à la question 5.2 d'ACEFQ).

43 HQD, pièce B-0007, page 5.

44 HQD, pièce B-0017, page 8, ligne 1.

45 HQD, pièce B-0010, page 8, ligne 4 et ss.

46 HQD, État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 15, tableau 9.

47 HQD, Dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 1, page 14, ligne 9.

i) HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0010, HQD-1, Document 3, page 8, lignes 4 et 5 :

De plus, pour s'assurer que la GDP soit une ressource fiable au même titre qu'une ressource conventionnelle, le Distributeur ajoute une réserve à celle-ci de 17 %.

Demande(s) :

a) Est-ce que cette réserve de 17 % est comprise dans la ligne *Interventions en gestion* de la demande en puissance du bilan en puissance (tableau 1 de la page 6) ou l'est-elle plutôt dans la ligne *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* de ce même tableau ?

Réponse :

Elle est incluse à la rubrique Réserve pour respecter le critère de fiabilité.

b) Veuillez expliquer et justifier ce choix.

Réponse :

Cette approche est la même pour tous les moyens apparaissant au bilan en puissance du Distributeur. »

Selon nous, cette façon de faire du Distributeur impliquerait que sa clientèle doit payer certains « coûts » pour couvrir la fiabilité relativement faible du Programme.

Durée du contrat

Finalement, un participant peut, pour une raison ou pour une autre, ne pas renouveler son adhésion au Programme.

À l'opposé, l'appel d'offres A/O 2015-01 exige des contrats d'une durée de 20 ans.⁴⁸

Conclusion

De l'avis de l'ACEF de Québec, les exigences techniques supérieures de l'appel d'offres A/O 2015-01 se reflètent dans les coûts relativement élevés des contrats qui en découlent. [voir détail des coûts à la section 10].

Selon nous, le Programme ne donne tout simplement pas de service équivalent à celui des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01.

Il est donc incorrect de lui donner une valeur économique égale à 110 \$/kW-an qui représente le coût *moyen* des 3 contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 (voir section 10).

48 Idem, ligne 6.

10. Application erronée du coût évité de puissance de long terme

Selon l'historique des interruptions réelles reproduit au tableau ci-dessous, le nombre d'appels et d'heures d'appels pour les années 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018 est très petit.

Tableau 10.1

Source : Hydro-Québec, pièce B-0007, page 9.

TABLEAU 4 :
HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS

Option d'électricité interrompible*		
	Heures	Appels
2013-2014	28 à 57	7 à 13
2014-2015	0 à 43	2 à 9
Programme GDP Affaires		
	Heures	Appels
2015-2016	16	5
2016-2017	9	3
2017-2018	25	7

* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

Pour les 4 prochaines années, le Distributeur prévoit que l'espérance d'utilisation du Programme par année serait très faible (exemple : 1,44 jour/an = $1,44/365 = 0,395\%$) :

« Pour les quatre prochaines pointes, l'espérance d'utilisation du Programme par année est la suivante :

- 2018-2019 : 1,44 jour/an
- 2019-2020 : 1,55 jour/an
- 2020-2021 : 1,23 jour/an
- 2021-2022 : 1,28 jour/an »⁴⁹

Dans son rapport soumis au NPCC en décembre 2017, le Distributeur précise que le Programme fait partie de ses mesures d'exploitation d'urgence « *Emergency Operation Procedures [EOPs]* » qui ne seront prises qu'avant les interruptions de service :

“A recent program, consisting of mostly interruptible charges in commercial buildings, has an anticipated impact of 270 MW in 2017-2018 and up to 540 MW by 2020-2021.

All these demand response programs are modeled as emergency operation procedures”⁵⁰

Et :

“Before any load disconnection will occur, a series of emergency procedures (EOPs) will be invoked”⁵¹

Le Distributeur a même prévu que dans certains cas, il n'est pas nécessaire de contacter les participants pour leur demander de réduire leur consommation. Dans ce cas, il payera un montant minimum aux participants (voir clause concernant la *Période d'hiver sans Événement de GDP* dans le *Guide du Participant*)⁵².

Compte tenu de ce qui précède, on peut raisonnablement s'attendre à ce que le Programme soit utilisé aux périodes de très forte demande, dite fine pointe, très fine pointe ou période critique (durée cumulative d'environ 100 heures par hiver).

Cette période est **plus fine** que la période de pointe d'une durée de 300 ou 350 heures.

L'ACEF de Québec est convaincue que le Distributeur maîtrise parfaitement ces notions.

Elle est surprise de voir qu'il considère comme équivalent le service d'une ressource qui doit être disponible à toutes les heures d'une année contractuelle à celui du Programme.

Possibilité d'application des coûts évités

50 “NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy - Prepared by Planification et fiabilité, Direction Approvisionnement en électricité, Hydro-Québec Distribution - December 5, 2017. », page 31.

51 Idem, page 14.

52 HQD, pièce B-0007, Guide du Participant, page 10.

Il est vrai que la Régie a *pris acte* des coûts évités soumis par le Distributeur dans le cadre de son dossier tarifaire de l'an dernier⁵³, mais si l'on voulait utiliser les coûts évités pour démontrer la rentabilité du Programme on devrait respecter son opinion suivante :

« [205] Selon la Régie, plusieurs critiques d'intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire, L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) :

- la réforme tarifaire avec, notamment, les coûts de la puissance ou de la deuxième tranche du tarif D calibrés en fonction des coûts évités ;
- l'arrivée de surplus d'énergie aboutissant à des propositions de tarifs temporaires ou de programmes commerciaux visant l'augmentation des ventes d'électricité, qui doivent pouvoir être justifiés en même temps que des programmes d'efficacité énergétique qui peuvent être perçus comme visant des objectifs contraires, si les uns comme les autres ne sont pas conçus en fonction du fait que les surplus sont à très bas coûts en dehors des périodes de pointe et que les économies d'énergie ont plus de valeur lorsqu'elles ont un impact en période de pointe;
- les besoins de puissance en croissance malgré les surplus d'énergie, conduisant à des programmes de GDP ou à l'annonce de projets de tarification dynamique, exigeant une compréhension et une analyse plus fine des coûts marginaux pendant les périodes de pointe et une remise en question de l'allocation des coûts de puissance par unité d'énergie ;
- enfin, la priorisation des contrats postpatrimoniaux sur l'électricité patrimoniale dans les approvisionnements du Distributeur, qui a provoqué des variations substantielles des coûts à la marge. »⁵⁴ (nos soulignés et emphases)

Donc la Régie a clairement indiqué que l'étude des programmes de GDP (Gestion de la puissance) dont le programme GDP Affaires exige une **analyse fine** des coûts marginaux [coûts évités] pendant les périodes de pointe.

Concernant le Programme spécifiquement, le Distributeur ne peut pas ignorer la demande de la Régie de déterminer la rentabilité du Programme GDP Affaires à l'aide des coûts marginaux qui sont **représentatifs des réalités du programme** (voir section 1).

53 Régie de l'énergie, D-2018-025, paragraphe 208, page 64.

54 Idem, paragraphe 205, page 63.

Tel que démontré précédemment, l'ACEF de Québec soumet respectueusement qu'une des **réalités** du Programme réside dans le fait qu'il ne fournira de la puissance (diminution de la demande) que pendant les 100 heures de très fine pointe du réseau, et non pendant toutes les heures d'une année de façon **garantie** comme le cas des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement que l'application par le Distributeur du coût évité de puissance de long terme à l'évaluation économique du Programme est **erronée et contraire** aux opinions de la Régie reproduites ci-haut.

Pour justifier la rentabilité du Programme, le Distributeur affirme ce qui suit :

« [...] le Distributeur évalue la rentabilité [du Programme] au moyen de ses coûts évités, dont la méthodologie et le niveau ont été approuvés par la Régie »⁵⁵. (nos soulignés)

Il apparaît clair que le Distributeur a retenu seulement les passages de la décision D-2018-025 qui lui conviennent, en ignorant les instructions et interrogations de la Régie qui sont requis pour un traitement adéquat de la rentabilité du Programme [voir les extraits de la décision D-2018-025 reproduits ci-haut].

Il faut aussi garder à l'esprit que la Régie révisé chaque année les coûts évités en tenant compte de l'évolution du contexte énergétique et des mises à jour des données. À titre d'exemple, en 2015, la Régie a retenu un coût évité de puissance de long terme de **45 \$/kW-hiver**.⁵⁶

L'ACEF de Québec rappelle que, même si les exigences techniques de l'appel d'offres A/O 2015-01 sont relativement élevées, le Distributeur a obtenu une offre du Producteur pour fournir 100 MW à **60 \$/kW-an** (voir le tableau ci-dessous).

Ce coût – pour des conditions de fourniture plus exigeantes que celles du Programme - est inférieur au prix de 70 \$/kW-hiver proposé par le Distributeur pour ce dernier.

55 HQD, pièce B-0015, page 20 (Réponse du Distributeur à la DDR no 1 de la Régie, question 4.9.2).

56 Régie de l'énergie, D-2015-018, page 112, paragraphe 449.

Tableau 10.2

(Source : HQD, Dossier R-3939-2015, pièce B-0006, page 11)

Exhibit 4: Evaluation of Contract Pricing

Project Name	Contract Capacity (MW)	Real Levelized Capacity Price (Cn \$/kW-year)	Annual Escalation
HQP System - 1	100	\$60.00	2.0%
HQP System - 2	200	\$105.00	2.0%
HQP System - 3	200	\$126.60	2.0%

L'ACEF de Québec reconnaît d'emblée que personne ne puisse prédire avec précision l'évolution de la demande énergétique et les prix de l'énergie d'appoint à long terme. Néanmoins, elle soumet respectueusement que c'est précisément pour cette raison qu'il est important d'indiquer clairement les hypothèses dans les évaluations économiques et d'effectuer des études de sensibilité appropriées.

Démonstrations inadéquates

Dans ses démonstrations récentes de la rentabilité du Programme, plus précisément les tableaux R-2.2-A, R-2.2-B, et R-2.2-C de la pièce B-0015, le Distributeur évalue les coûts de différentes options d'acquisition de la puissance pour la période 2018-2019 à 2025-2026. À cette fin, il utilise à plusieurs reprises le coût évité de fourniture de la puissance de 110 \$/kW-an. Il justifie sa proposition du montant d'appui financier de 70 \$/kW en invoquant sa *vision de long terme* :

« Le montant de 70 \$/kW a été fixé afin de susciter un intérêt chez un nombre suffisant de clients, dans une perspective de long terme. »⁵⁷ (nos soulignés)

Le Distributeur y a présenté les résultats de ses calculs. Cependant, il n'a pas appuyé ses démonstrations par des explications claires sur ses hypothèses :

- Pourquoi pense-t-il qu'il aurait besoin de la puissance garantie même pour l'été à l'horizon de 2025-2026 ?
- Aurait-il besoin de la puissance pour 100 heures de pointe, pour 350 heures ou à l'année longue comme dans le cas de l'appel d'offres A/O 2015-01 ?

⁵⁷ HQD, pièce B-0004, page 11, ligne 25-26.

- Aurait-il besoin réellement d'un contrat additionnel d'une durée de 20 ans alors que son évaluation se limite à la période 2018-2019 - 2025-2026 ?
- Comment ses résultats de calculs changeront-ils considérant qu'il propose pour la même période différentes options de tarification dynamique qui visent également la réduction de la consommation en pointe ?

Avec respect et égard, nous croyons que le Distributeur n'a pas soumis à la Régie une démonstration adéquate de la rentabilité du Programme.

Conclusion et Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie ne retienne pas la thèse du Distributeur voulant qu'un appui financier de **70 \$ le kilowatt** aux participants assurerait la rentabilité du Programme à l'horizon de 2025-2026.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement à la Régie qu'elle est favorable au développement des moyens de réduction de la demande en pointe tels que le Programme GDP Affaires et les options de tarification dynamique dans la mesure où leurs coûts soient raisonnables pour minimiser le coût d'approvisionnement total que supporte l'ensemble de la clientèle du Distributeur et réduire les risques financiers liés aux prévisions de long terme.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement que l'objectif de réduire les risques liés aux prévisions de long terme n'est pas une notion académique ou théorique. En fait, plusieurs consommateurs subissent depuis des années les conséquences financières malheureuses découlant des prévisions de long terme utilisées pour justifier la construction de la centrale de TransCanada Energy à Bécancour.

11. Balise proposée par l'ACEF de Québec

Selon l'ACEF de Québec, le coût évité de 110 \$/kW-an ne saurait être servi de balise à l'établissement de l'appui financier aux participants du Programme.

D'une part, ce coût ne reflète pas les caractéristiques du service recherché du Programme. D'autre part, il comporterait certains risques liés aux prévisions de la demande et des conditions de marché à long terme.

Selon nous, il serait préférable de se baser sur des prix actuels ou à court terme de ressources comparables de fourniture de la puissance pour établir l'appui financier aux participants qui serait applicable pour **l'hiver 2018-2019**.

Nous suggérons respectueusement que la Régie **révise chaque année** le montant d'appui financier aux participants pour tenir compte de l'évolution des marchés et des besoins de la clientèle du Distributeur.

Nous discuterons ci-après de certaines ressources comparables au Programme.

Options d'électricité interruptible

La première ressource *comparable* – pas nécessairement équivalente - au Programme serait les Options d'électricité interruptible (OÉI) offertes aux clients Grande Puissance et Moyenne Puissance.

Le coût des OÉI dépend du nombre d'heures d'interruptions effectives.

Aux fins de notre étude, nous retenons le coût des OÉI correspondant aux 100 heures d'interruption pour faciliter la comparaison avec celui du Programme.

Dans le présent dossier, le Distributeur estime que, pour 100 heures d'interruptions effectives, le coût des OÉI serait de l'ordre de **40 \$/kW**.⁵⁸

Ce coût est du même ordre de grandeur que celui calculé par la Régie pour le nombre d'heures d'interruptions maximal prévues à l'option d'électricité interruptible au tarif L⁵⁹.

58 HQD, pièce B-0015, page 42, ligne 1 et ss.

59 Régie de l'énergie (question 13.3 au Distributeur), extrait de la pièce B-0015, page 42 :
« 13.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut justifier le versement de 70 \$/kW aux clients grande puissance au tarif LG, contre 14,16 \$/kW effectivement payé en moyenne au cours des 3 derniers hivers pour les clients grande puissance au tarif L, ou contre les 13 \$ à 40 \$/kW théorique en fonction du nombre d'heures minimal ou maximal prévues à l'option d'électricité interruptible au tarif L. » (nos soulignés)

Achats d'électricité

La plus récente estimation par le Distributeur du coût d'achats d'électricité (importation) se trouve à la pièce B-0015, page 10 (réponses du Distributeur à la DDR no.1 de la Régie).

Selon cette estimation, le coût d'achat d'électricité se situerait entre 38 à 39.5 \$/kW pour la période 2018-2019 à 2020-2021 (voir tableau ci-dessous).

Le Distributeur a pris soin d'inclure dans son estimation la prime fixe d'environ 20 \$/kW et la prime variable estimée à 18,01 ¢/kWh pour l'hiver 2018-2019.

Il a également calculé la prime variable pour 100 heures de service.

Donc, le coût total d'achats d'électricité calculé par le Distributeur peut se comparer avec le coût du Programme sur la même base (conditions de fourniture de la puissance comparables pour 100 heures de service).

Tableau 11.1

Calculs des coûts d'achats d'électricité selon les données d'Hydro-Québec (M\$)
(données mises-à-jour - publiée le 3 août 2018 - pièce B-0015, page 10 , tableau R-2.2-C,
Réponses du Distributeur à la DDR no. 1 de la Régie)

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021
MW à acquérir pour équilibrer le bilan	320	390	420
Prime fixe (M\$)	6.4	8	8.7
Prime variable pour 100 heures (M\$)	5.8	7.2	7.9
Total - Coûts d'achats d'électricité (M\$)	12.2	15.2	16.6
Coûts exprimés en \$/kW pour 100 heures	38.1	39.0	39.5

D'autre part, en réponse à notre question 22.4, le Distributeur a confirmé que le respect du critère de fiabilité pourra se faire avec les achats de court terme jusqu'à l'hiver 2020-2021.⁶⁰

60 HQD, pièce B-0017, page 36, ligne 1 et ss.

Donc, les achats d'électricité sur le marché, au coût d'environ **40 \$/kW**, représenteraient une alternative intéressante au Programme sur le plan économique, tout en respectant le critère de fiabilité du service fixé par la Régie d'ici l'hiver 2020-2021.

L'ACEF de Québec rappelle respectueusement que depuis des années, les consommateurs québécois ont payé et payent encore des sommes très importantes pour les équipements d'interconnexion requis à l'importation d'électricité.

À titre d'exemple, pour la seule année 2018, le Distributeur estime à **164,1 M\$** le coût des interconnexions qui constitue une composante relativement importante de sa facture de transport⁶¹.

À notre connaissance, cette dernière couvre toutes les importations souhaitées par le Distributeur, indépendamment du volume d'énergie importée (montant forfaitaire).

De manière générale, le Distributeur peut acheter de l'énergie sur les marchés américains à prix abordable en hiver, considérant que la période de pointe de ces réseaux occasionne en été, à l'inverse de celle du Québec.

Il serait opportun de noter que le Distributeur a pris soin de limiter, à des fins de planification, ses achats sur les marchés de court terme, à un maximum de 1 100 MW – bien inférieure à la capacité des interconnexions⁶² – afin de pouvoir compter sur des approvisionnements en puissance **garantie**⁶³ en temps opportun :

61 HQD, Dossier R-4011-2017, pièce B-0045, page 18, tableau 9C :

Coûts des interconnexions en 2018 :

-	puissance (1-PC) :	70,9 M\$;
-	énergie :	93,2 M\$;
-	total :	164,1 M\$.

62 - capacité de transfert : 11 529 MW ;

- capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur : 3 943 MW

(Données tirées du Plan d'approvisionnement 2017-2026, D-2017-140, tableau 14, page 43).

63

Le Distributeur affirme, lors de l'étude du plan d'approvisionnement 2017-2026 qu'il possède le transport ferme en import pour la totalité des deux interconnexions avec New York :

« New York

[127] La capacité d'import en énergie est de 1 000 MW à partir du poste de Massena (MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (DEN-HQT). La contribution maximale en puissance est de 1 100 MW et le Distributeur possède le transport ferme en import pour la totalité des deux interconnexions. » D-2017-140, page 56.

« [139] Dans le cadre du Plan, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme peuvent contribuer au bilan en puissance pour un maximum de 1 100 MW, ce qui correspond à la capacité des interconnexions pour l'importation en provenance du marché de New York. Le Distributeur précise que, bien que cette contribution provient [sic] principalement de ce marché, les approvisionnements en puissance peuvent provenir également d'autres marchés, dont celui du Québec ». ⁶⁴

« [161] La Régie considère que ces conditions sont cohérentes avec les obligations du Distributeur à l'égard de la fiabilité des approvisionnements. En effet, à l'instar du Distributeur, la Régie estime que l'obligation de desservir qui incombe au Distributeur justifie que ce dernier s'assure de la fiabilité des approvisionnements qu'il doit inscrire au bilan de puissance, notamment de sa capacité à obtenir ces approvisionnements en puissance garantie en temps opportun. » ⁶⁵ (nos soulignés)

Compte tenu de ce qui précède, on peut donc dire que chaque fois que le Distributeur utilise le Programme au lieu d'importer de l'électricité pour une quantité d'électricité équivalente, sa clientèle ne profitera pas *pleinement* de ses investissements pour les interconnexions depuis des années.

Tarification dynamique

Rappelons finalement que la Tarification Dynamique permettrait au Distributeur d'obtenir une réduction de la demande aux heures de pointe du réseau pour un prix de **50 \$ le kilowatt** à compter de l'hiver 2019-2020 [voir section 8].

Recommandations

1. Compte tenu de ce qui précède, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie fixe l'appui financier aux participants en se basant sur le prix d'achats d'électricité estimé à environ **40 \$/kW pour l'hiver 2018-2019**.
2. L'ACEF de Québec recommande également que la Régie ajoute à ce prix un montant qu'elle jugerait raisonnable pour **encourager** le développement et le maintien d'un moyen *additionnel* pour satisfaire les besoins en puissance des consommateurs québécois.

64 Régie de l'énergie, D-2017-140, page 49, paragraphe 139.

65 Régie de l'énergie, D-2017-140, page 56, paragraphe 161.

3. Afin d'inciter le Distributeur à payer des prix comparables pour des services similaires, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que l'appui financier **maximum** aux participants soit fixé à **50 \$/kW**, soit le montant proposé par le Distributeur pour les options de tarification dynamique.
4. Nous recommandons respectueusement que la Régie **révise chaque année** le montant d'appui financier aux participants pour tenir compte de l'évolution des marchés et des besoins de la clientèle du Distributeur.

12. Montant d'appui financier minimal

Le Distributeur propose que le montant d'appui financier minimal soit fixé à 10,50 \$/kW.⁶⁶

Il présente dans sa preuve les crédits fixes applicables pour les options d'électricité interruptible (Moyenne puissance) comme suit :

- Option I : 13 \$/kW de puissance interruptible effective ;
- Option II : 9,10 \$/kW de puissance interruptible effective.⁶⁷

La Régie a aussi compilé les crédits fixes pour l'hiver 2017-2018 de différentes options d'électricité interruptible : 13,00 \$/kW pour l'option I, 6,50 \$/kW pour l'option II, et 9,10 \$/kW pour l'option art. 6.39.⁶⁸

Recommandation

Considérant que l'appui financier minimal de 10,50 \$/kW proposé par le Distributeur est dans la même gamme de prix que des crédits fixes de différentes options d'électricité interruptible, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie accepte cette proposition du Distributeur.

13. Comptabilisation de l'appui financier

Selon le Distributeur, depuis le dossier R-3933-2015, il « a choisi de présenter l'appui financier alloué aux programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments* dans le budget des approvisionnements, au même titre que

66 HQD, pièce B-0004, page 16, ligne 11 et pièce B-0007, page 30.

67 HQD, pièce B-0007, tableau 13, page 17.

68 Question 13 de la Régie, tableau de la page 41 de la pièce B-0015.

l'appui financier accordé aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible. »⁶⁹

Le Distributeur se propose de comptabiliser dorénavant l'ensemble des coûts reliés au Programme dans le budget relatif aux *interventions en efficacité énergétique*.⁷⁰

Dans son complément de preuve, le Distributeur rapporte que : « À l'occasion de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018, la Régie soulevait qu'elle voyait quatre natures juridiques possibles au Programme, soit un tarif de gestion de la consommation, un programme commercial, un programme d'efficacité énergétique ou un approvisionnement ». ⁷¹

L'ACEF de Québec présente ci-après ses commentaires d'ordre technique ou pratique pour la considération de la Régie, sans vouloir traiter dans le présent mémoire de la nature juridique du Programme.

Contrôle du budget du Programme

Dans sa discussion sur les avantages et inconvénients des différentes approches pour comptabiliser les frais du Programme, le Distributeur soumet que le traitement du Programme à titre de *Programme Efficacité énergétique* a les inconvénients suivants :

- Approbation chaque année d'un budget fixe auprès de la Régie ;
- Nécessité de prévoir un budget suffisant afin de pouvoir accepter l'ensemble des clients participants.⁷²

Contrairement au Distributeur, l'ACEF de Québec voit comme un **avantage** pour les consommateurs le contrôle par la Régie des frais du Programme, car le marché et les besoins des consommateurs pourraient changer assez rapidement d'ici quelques années.

Impacts marginaux

Selon les données du Distributeur, les participants au Programme utilisent dans plusieurs cas des combustibles fossiles pour réduire leurs consommations d'électricité aux heures de pointe :

- Utilisation de chaudières à combustible : 50 % des projets ;
- Utilisation de groupes électrogènes : 20 %.⁷³

69 HQD, pièce B-0004, page 16, ligne 16 et ss.

70 HQD, pièce B-0004, page 16, ligne 20 et ss.

71 HQD, pièce B-0007, page 6, ligne 22 et ss.

72 HQD, pièce B-0010, page 9, tableau 2.

Ceci soulève la question de la cohérence du Programme avec les objectifs en matière d'efficacité énergétique.

Sur ce sujet, lisons la question 8.1 de la Régie et la réponse du Distributeur :

« Demandes :

8.1 Selon le *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023* (Plan directeur) proposé par Transition énergétique Québec (TEQ) mentionné en référence (i), ce plan consiste à amener des secteurs clés de l'économie vers des formes d'énergie qui émettent moins de carbone. Or, selon la référence (ii), en raison du programme GDP Affaires, la réduction de 50 % de la puissance, provenant d'énergie renouvelable, est obtenue au moyen d'énergies fossiles.

Veillez indiquer comment, selon le Distributeur, le Programme cadre avec le Plan directeur de TEQ.

Réponse :

Le Distributeur souligne que les émissions de GES lors des événements de GDP des entreprises ayant recours à des combustibles fossiles dans le cadre du Programme sont marginales. »⁷⁴ (nous soulignons)

Le Distributeur a donc estimé que les impacts du Programme sur les émissions de GES sont **marginaux**.

Il a également affirmé que « *Dans les faits, une partie des clients vont soit faire du préchauffage avant l'événement de GDP, soit reprendre leur production dans les heures qui suivent, (...)* »⁷⁵.

Donc, dans une journée de forte charge (période de 100 heures les plus chargées de la demande), le Distributeur utiliserait essentiellement les mêmes ressources, mais à des moments différents.

Dans ce cas, on peut difficilement croire qu'il réaliserait d'importantes améliorations dans l'utilisation de ses ressources.

Selon notre compréhension, le Programme vise simplement l'acquisition d'une ressource additionnelle pour solutionner le problème de déficits en puissance du Distributeur, sans mettre l'accent sur l'efficacité énergétique.

73 HQD, pièce B-0007, page 47, « Projet pilote GDP 2015-2016 – 8 juillet 2016 ».

74 HQD, pièce B-0015, page 27, ligne 1 et ss.

75 Pièce B-0007, page 12, lignes 5 à 8.

Si l'on adoptait le raisonnement du Distributeur, on devrait aussi considérer les importations d'électricité, les options d'électricité interruptible et les options de tarification dynamique comme des *programmes en efficacité énergétique*.

Favoriser l'énergie de substitution « propre »

Quant à l'opportunité de favoriser l'énergie de substitution « propre » dans la mise en œuvre du Programme, le Distributeur soumet la position suivante en réponse à une question de la Régie :

« 8.2 Relativement à la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergie fossiles (référence (ii)), veuillez indiquer si le Distributeur prévoit favoriser les participants dont la réduction de puissance est obtenue par un moyen autre que l'utilisation d'énergies fossiles. Si oui, veuillez indiquer les critères ou les moyens utilisés pour ce faire. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur souligne qu'il ne contrôle pas les mesures mises en œuvre par les clients pour effectuer la réduction de la demande. En effet, le Distributeur rappelle que l'appui financier est versé sur la base de la puissance effectivement effacée des clients, laquelle est calculée en comparant la puissance mesurée par le compteur du client lors d'un événement de GDP à une puissance de référence, elle-même établie à partir de lectures du compteur du client. En outre, le Distributeur ne peut inspecter chacun des clients en période de pointe pour détecter si des équipements au combustible sont utilisés. Il ne peut non plus empêcher la présence de tels équipements chez les clients, laquelle est antérieure à leur participation au Programme.

Par ailleurs, le Programme ne prévoit pas d'appui financier spécifique pour la mise en place des mesures de GDP, et ce, notamment afin de simplifier les modalités d'application du Programme. Ce faisant, le Distributeur ne peut imposer ou refuser au client l'installation d'équipements spécifiques.

Enfin, le Distributeur souligne que les clients ont souvent recours à plusieurs mesures de réduction de la demande en puissance. Il devient dans ce cas impossible de distinguer entre la réduction attribuable à un équipement au combustible et celle découlant, par exemple, d'équipements de contrôle de l'éclairage ou des systèmes de CVC. »⁷⁶ (nos soulignés)

L'ACEF de Québec appuie le Distributeur sur cette question.

Elle estime que dans la mesure où l'utilisation des combustibles fossiles par les participants **respectent les lois et règlements en vigueur** il serait plus efficient et

pratique de ne pas discriminer différents modes d'utilisation d'énergie choisis par ces clients.

Conclusion

L'ACEF de Québec prie la Régie de prendre en considération dans son choix d'un mode de comptabilisation des dépenses reliées au Programme ses commentaires soumis précédemment, notamment :

- Son souhait d'un contrôle régulier par la Régie des dépenses reliées au Programme ;
- Une mise en application rigoureuse du Programme par le Distributeur pour contribuer à résoudre de façon économique son problème de déficits en puissance à court terme.