

**CANADA**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

---

**PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL  
No : R-4041-2018**

**HYDRO-QUÉBEC**

**Demanderesse**

**- et -**

**ACEF de l'Outaouais**

(ci-après « ACEFO »)

**Partie intéressée**

---

---

## **ARGUMENTATION DE L'ACEFO**

---

**DHC Avocats**

**Me Steve Cadrin**

**1200, boul. Chomedey, bureau 400**

**Laval (Québec) H7V 3Z3**

**Tél. : 514-392-5725**

**Fax : 450-682-5014**

**[scadrin@dhcavocats.ca](mailto:scadrin@dhcavocats.ca)**

## **ARGUMENTATION**

### **A. Introduction**

La démonstration de la rentabilité du Programme GDP Affaires doit reposer sur des hypothèses appropriées et supportées par les faits. L'ACEFO conteste l'exactitude de 5 des hypothèses retenues par le Distributeur au soutien de sa démonstration :

- le nombre de *MW* à *acquérir pour équilibrer le bilan* qui est utilisé par le Distributeur pour établir les coûts des achats en absence du Programme GDP Affaires et les comparer aux coûts totaux du Programme;
- la valeur des pertes de revenus associées au Programme;
- la valeur des coûts évités de Transport et Distribution;
- la valeur de la prime variable des achats de court terme;
- l'hypothèse à l'effet que l'ensemble des achats de court terme seraient remplacés, à compter de 2021-2022, par des approvisionnements en puissance provenant d'un appel d'offres de long terme.

La preuve de l'ACEFO n'ayant fait l'objet d'aucune remise en question par le Distributeur tant en audience que lors de l'Argumentation finale, celle-ci se permet d'en reprendre les grandes lignes dans le cadre de la présente.

### **B. Hypothèses problématiques**

L'ACEFO reprend ci-après les diverses hypothèses du Distributeur qui, selon elle et la preuve présentée en audience, devraient être corrigées.

#### **1<sup>ère</sup> hypothèse corrigée : le nombre de *MW* à *acquérir pour équilibrer le bilan* qui est utilisé par le Distributeur**

L'ACEFO a constaté que le nombre de *MW* à acquérir utilisé par le Distributeur (réponse à question 2.2 de la DDR No 1 de la Régie<sup>1</sup>) pour établir les coûts d'achats d'électricité sans programme de GDP et les comparer aux coûts totaux du Programme GDP Affaires était basé sur les réductions de puissance attribuées à l'ensemble des interventions en GDP (incluant celles attendues de la GDP résidentielle et des bâtiments de HQ).

---

<sup>1</sup> B-0015, HQD-2 doc 1, p. 10, Tableau R-2.2-C.

**Suite à la demande formulée dans la décision D-2018-113 (paragraphe 65 à 67) le Distributeur a produit une mise à jour de son analyse économique (B-0035, HQD-1 doc 4) qui corrigeait et expliquait l'erreur soulevée par l'ACEFO.**

**2<sup>e</sup> hypothèse contestée : les pertes de revenus estimées par le Distributeur**

Considérant que 50 % de la réduction de puissance serait obtenue au moyen d'énergies de substitution (impliquant des pertes de revenus) et que l'autre 50 % de la réduction de puissance n'impliquerait pas de pertes de revenus puisqu'elle proviendrait, à parts égales, d'un préchauffage des bâtiments (25 %) et d'un déplacement des activités de production industrielles, **l'ACEFO conclut que les coûts du Programme doivent être ajustés à la baisse pour refléter 50 % de pertes de revenus (plutôt que les 100 % mis en preuve).**

**3<sup>e</sup> hypothèse contestée : les coûts évités de transport et de distribution**

L'ACEFO constate que seulement 50 % des coûts évités de transport et de distribution se concrétiseront (ceux associés à la substitution d'énergie) puisque le reste ne sera que déplacé de quelques heures, de la pointe critique à une autre heure d'une journée de pointe pendant laquelle la charge du réseau peut notamment être tout aussi élevée, sinon davantage selon la preuve présentée.

En effet, à l'examen des réponses du Distributeur à l'Engagement No 5<sup>2</sup>, l'ACEFO constate que les besoins de puissance à la pointe les plus élevés au cours du mois de janvier 2018 se sont produits en dehors des périodes d'utilisation du Programme GDP Affaires et ont excédé largement, à 4 reprises (les 7, 14, 16 et 31 janvier), le plus haut niveau de moyens de gestion en puissance déployé lors d'une période d'utilisation du Programme (3 244 MWh le 15 janvier AM).

Considérant que la moitié de la réduction de puissance ne sera que déplacée tout juste en dehors du bloc d'heures correspondant à un événement de GDP, et

Considérant que la pointe critique de la demande en puissance peut tout autant survenir en dehors des périodes d'interruption en vertu du Programme,

---

<sup>2</sup> B-0033, HQD-3 doc 5, Annexe A.

**L'ACEFO conclut donc qu'il n'y a pas lieu de reconnaître les coûts évités de transport et de distribution pour plus de 50 % de la réduction de puissance résultant du Programme.**

**4<sup>e</sup> hypothèse contestée : la valeur de la prime variable des achats de court terme**

Pour établir la valeur de la prime variable des achats de court terme, le Distributeur utilise le coût moyen des achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé au cours des trois derniers hivers (2015-2016 à 2017-2018) auquel il ajoute les frais de transport et les coûts d'achat de crédits liés au SPEDE<sup>3</sup>.

L'ACEFO est d'avis que cette valeur moyenne ne correspond pas à « des coûts marginaux représentatifs des réalités du Programme » pouvant servir à en déterminer la rentabilité.

L'ACEFO a notamment constaté que le coût moyen des achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre n'est pas représentatif du coût du portefeuille de moyens d'approvisionnements en puissance du Distributeur et que ces achats (sur le marché de la Nouvelle-Angleterre) ne peuvent pas, en pratique, constituer un tel moyen.

Bien que l'examen détaillé des données fournies par le distributeur en réponse à la demande d'engagement No 5<sup>4</sup> permet de constater que la valeur des achats de court terme effectués par le Distributeur pendant les journées d'utilisation du Programme en janvier 2018 a fluctué dans des proportions importantes, **L'ACEFO conclut qu'un coût moyen d'environ 125 \$CAN/MWh pour l'hiver 2017-2018 serait représentatif de la valeur de la prime variable des achats de court terme.**

**5<sup>e</sup> hypothèse contestée : la substitution complète des achats de court terme par un appel d'offres de long terme à compter de 2020-2021**

---

<sup>3</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 15, lignes 6 à 9 et Tableau 12.

<sup>4</sup> B-0033, HQD-3 doc 5, Annexe A.

L'ACEFO considère que le scénario de référence utilisé par le Distributeur, basé sur le coût évité de fourniture de long terme pour le calcul du TNT<sup>5</sup>, ne devrait pas être retenu par la Régie.

Le coût évité de fourniture de long terme ne constitue pas une valeur de comparaison appropriée parce que :

- les réductions de puissance attendues du Programme n'offrent pas la garantie ferme de disponibilité en puissance d'un A/O de long terme ;
- ces réductions de puissance ne sont rendues disponibles, sous réserve du niveau de participation des clients, que pour un nombre d'heures très limité.

Le Programme GDP Affaires n'est pas un produit comparable à un approvisionnement ferme de long terme, il ne rend pas un service équivalent et il n'a pas la même valeur.

L'ACEFO constate que, dans son calcul du TNT<sup>6</sup>, le Distributeur remplace en totalité à compter de 2023-2024 les achats de court terme par des approvisionnements de long terme. De même, dans son calcul du coût des achats d'électricité en absence de Programme de GDP, le Distributeur remplace en totalité les achats de court terme par des approvisionnements de long terme dès 2020-2021<sup>7</sup>.

L'ACEFO considère que la nécessité de remplacer en totalité les achats de court terme par des approvisionnements de long terme n'a pas été démontrée. Quelle que soit l'échéance à partir de laquelle il s'avérera nécessaire de lancer un appel d'offres de long terme, il n'est aucunement exclu qu'une combinaison d'achats de court terme et de nouveaux approvisionnements de long terme puisse constituer l'option la plus économique et la plus souhaitable pour satisfaire les besoins additionnels en puissance du Distributeur.

**L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas retenir cette hypothèse du Distributeur (d'une substitution complète des achats de court terme par des nouveaux approvisionnements de long terme) pour l'un ou l'autre des calculs soumis en preuve.**

---

<sup>5</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p.12, Tableau 9 ainsi que B-0015, HQD-2 doc 1, Tableau R-2.2-A.

<sup>6</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 13, Tableau 10 ainsi que B-0015, HQD-2 doc 1, Tableau R-2.2-B.

<sup>7</sup> B-0007, HQD-1 doc 2, p. 14, Tableau 11 ainsi que B-0015, HQD-2 doc 1, Tableau R-2.2-C.

### **C. Position de l'ACEFO**

À l'Annexe B de sa preuve écrite, l'ACEFO présente les Tableaux R-2.2-B et R-2.2-C corrigés intégrant chacune des 5 hypothèses révisées.<sup>8</sup>

#### Conclusion générale sur la rentabilité du Programme

En appliquant les hypothèses retenues par l'ACEFO, les coûts totaux du Programme dépasseraient les coûts d'achats d'électricité requis pour les MW à acquérir en absence du Programme. Sur la base des mêmes hypothèses, le TNT est défavorable au Programme sur l'ensemble de l'horizon 2018-2019 à 2025-2026 et pour chacune des années jusqu'en 2022-2023 inclusivement.

Cependant, si l'on applique la proposition de l'ACEFO relative au calcul de l'appui financier (basé sur une structure de prix décroissante en fonction du nombre d'heures d'utilisation), les deux tests de rentabilité mentionnés ci-dessus redeviennent positifs.

**L'ACEFO ne recommande donc pas le rejet du Programme GDP Affaires mais plutôt un recalibrage du montant de l'appui financier offert.**

#### L'appui financier

L'ACEFO est d'avis que le niveau de l'appui financier proposé, 70 \$ /kW, n'est justifié ni par rapport aux coûts d'acquisition des autres moyens de gestion en puissance, ni par rapport à l'offre bonifiée de l'option d'électricité interruptible (de 13 \$ à 40 \$ /kW en fonction du nombre d'heures, jusqu'à un maximum de 100 heures), ni par rapport au crédit de 50 ¢ /kWh (équivalent à 50 \$ /kW sur 100 heures) que le Distributeur propose pour les clients résidentiels dans le dossier tarifaire R-4057-2018.

L'ACEFO constate par ailleurs qu'une majorité de clients participants acceptent déjà de toucher un appui financier moindre que 70 \$/kW pour participer au Programme puisqu'un Partenaire ou un Agrégateur agit à titre d'intermédiaire entre le participant et Hydro-Québec.

---

<sup>8</sup> C-ACEFO-0008, p. 19 à 21.

L'ACEFO ne peut passer sous silence l'argument un peu circulaire soumis par le Distributeur pour justifier le montant de l'appui financier offert qui repose sur l'engouement des participants et le niveau de participation enviable de ce Programme, et ce, dès sa première année de mise en application (et systématiquement par la suite avec un taux de fidélité à 97%).

À l'inverse, il y a lieu de s'interroger sur le niveau de cet appui financier dans un tel contexte. Après correction des hypothèses avancées par le Distributeur dans le cadre de son analyse de la rentabilité, il est démontré que le Programme n'est pas rentable à moins de revoir à la baisse le niveau de l'appui financier accordé.

Le fait que divers participants témoignent à l'effet que le retour sur leur investissement puisse être réalisé dès leur première année de participation au Programme<sup>9</sup> soulève également un sérieux doute sur la justification d'un appui financier aussi « généreux » qui, rappelons-le, est assumée par la clientèle de la charge locale.

**L'ACEFO recommande de fixer le niveau maximum de l'appui financier à 50 \$ /kW avec une structure décroissante selon le nombre d'heures d'interruption pour un maximum de 100 heures par hiver et un prix plancher correspondant au niveau de la prime fixe des achats de court terme, soit 20 \$/kW en 2017-2018, majoré de 2 % par année.**

En réponse à la demande de renseignements que lui a adressée la Régie, l'ACEFO a fourni des explications détaillées pour illustrer l'application de la structure de prix décroissante proposée et a soumis une démonstration des avantages de la formule<sup>10</sup> :

- le calibrage des tranches d'heures assure un appui financier initial de 50 \$/kW pour un nombre d'heures correspondant à un hiver normal (15 premières heures) ;
- le calibrage ne régresse pas trop rapidement pour éviter un effet dissuasif :

---

<sup>9</sup> D-0068, Observations de l'Université Laval, l'Université McGill, l'UQÀM, l'OMHM et le Chu Saint-Justine.

<sup>10</sup> C-ACEFO-0010.

- pour un hiver comportant 25 heures d'interruption<sup>11</sup>, la structure de prix proposée offrirait un appui financier de 46 \$/kW ;
- il faudrait 45 heures d'interruption au cours d'un hiver avant d'atteindre le seuil de 40 \$/kW.

Lors de son témoignage verbal, l'analyste de l'ACEFO a souligné l'importance centrale de la formule de calcul de l'appui financier proposée par le Distributeur basé sur la réduction moyenne de puissance d'un participant pour l'ensemble des heures de tous les événements de GDP au cours d'un hiver. Le témoin de l'ACEFO a démontré que, compte tenu de leur intérêt à maintenir leur moyenne de réduction de puissance en participant à chacun des événements de GDP appelés au cours d'un hiver, les participants seraient très peu susceptibles de percevoir un effet dissuasif relié à cette structure de prix, *a fortiori* compte tenu de l'utilisation qu'en fait le Distributeur sur un nombre d'heures limité.

### Modalités de participation au Programme

Considérant l'importance des responsabilités déléguées aux Agrégateurs en vertu du Programme, notamment en ce qui concerne la juste répartition des appuis financiers versés par Hydro-Québec,

Considérant également l'absence de limite au nombre de clients (compteurs) qu'un agrégateur peut réunir dans un même projet intégré, ni au nombre de projets intégrés que pourrait mener un même intégrateur, pas plus qu'au nombre maximum de MW par projet intégré ou pour l'ensemble des projets intégrés menés par un même intégrateur,

**L'ACEFO a soumis deux séries de recommandations à la Régie (pages 12 et 13 de la preuve écrite C-ACEFO-0008) concernant :**

- **l'inclusion** dans les modalités de participation au Programme **d'exigences applicables à un intermédiaire, qu'il s'agisse d'un partenaire ou d'un Agrégateur ;**
- **le rôle et les obligations des Agrégateurs.**

---

<sup>11</sup> Il s'agit du plus grand nombre d'heures d'interruption « appelées » en vertu du Programme au cours des trois derniers hivers (B-0007, page 9, Tableau 4). De plus, la probabilité d'avoir une période de froid aussi intense et prolongée que celle survenue en décembre-janvier 2017-2018 est estimée à 8 % par le Distributeur (B-0016, page 8, réponse 3.7).



Le statut juridique du Programme GDP Affaires

**L'ACEFO soumet que le Programme GDP Affaires n'est pas un programme d'efficacité énergétique** puisqu'il n'occasionne pas réellement d'économies d'énergie tel que discuté précédemment dans la présente argumentation.

**Il s'agit d'un Programme de gestion de la demande en puissance.** L'appui financier versé aux participants est calculé en fonction de la réduction de la demande en puissance réalisée par le client lors des périodes d'utilisation du Programme.

Lors de la présentation orale de l'ACEFO, son analyste a mentionné que le montant des appuis financiers versés au terme d'une période hivernale peut être comptabilisé dans un CFR et être constaté assez hâtivement au cours d'une année de base pour être soumis dans le cadre d'une demande tarifaire et récupéré dans les revenus requis de l'année témoin qui suit.

**Le tout respectueusement soumis.**

Laval, ce 10 octobre 2018

*DHC Avocats*

---

**DHC Avocats**

Procureurs de la partie intéressée  
ACEFO