

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R- 4041-2018

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

ET

UNION DES
CONSOMMATEURS
(UC)
Intervenante

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME GDP AFFAIRES

ARGUMENTATION
DE
UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles étant préoccupée particulièrement par les difficultés économiques auxquelles font face les ménages pauvres, financièrement et socialement désavantagés.

Les sujets dont UC a traités dans le cadre du présent dossier ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer d'informations pertinentes pour pouvoir rendre une décision qui soit juste, raisonnable.

Les positions et recommandations de UC sont clairement énoncées à sa preuve qui est constituée du mémoire de UC préparé par Mme Viviane de Tilly¹ et de son témoignage présenté en audience².

La présente argumentation n'a pas pour but de réitérer tout un chacun des éléments de la preuve de UC mais d'attirer l'attention de la Régie sur certains éléments qui sont contenus à sa preuve et ou d'autres éléments qui n'y ont pas été directement traités.

Contexte

Le programme GDP affaires a initialement été lancé en avril 2016 à titre de projet pilote.

Dans le cadre du dossier tarifaire R-4011-2017, le Distributeur demandait à la Régie de pouvoir en poursuivre l'application.

La Régie dans sa décision D-2018-025 a limité la demande du Distributeur et a demandé que des informations supplémentaires, entre autres relativement à la rentabilité du programme, soient soumises dans un dossier distinct :

¹ Pièce C-UC-0007 ;

² Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, pièce A-0040, pages 259 et suivantes ;

[266] En l'absence d'études économiques, la Régie estime qu'elle ne peut statuer sur la rentabilité du programme « GDP Affaires », sur son caractère structurant et sur sa capacité effective à contribuer au report d'un appel d'offre en puissance. Les motifs fournis par le Distributeur pour justifier l'utilisation des coûts évités de long terme pour la rentabilité de ce programme ne convainquent pas la Régie, en l'absence d'un engagement à long terme de la part des participants

[267] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants.**

[268] **La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation.**

[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.**

Conformément à cette décision, le 22 mai 2018 le Distributeur dépose une demande relativement au programme GDP affaires dans un dossier distinct, le présent dossier, afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.

Initialement, le Distributeur a demandé un traitement accéléré de sa demande.

Dans la décision procédurale initiant le présent dossier la Régie demande de nouveau le dépôt d'une preuve complémentaire sur l'analyse économique.³

Par sa décision D-2018-113, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde limitant l'offre de la GDP:

[50] **Dans l'attente de la confirmation du Programme et des paramètres qui s'appliqueront, la Régie juge qu'il est prudent de ne pas étendre l'offre de celui-ci au-delà de la clientèle y ayant participé à l'hiver 2017-2018. En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de limiter la participation au programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019 aux participants y ayant été déclarés admissibles à l'hiver 2017-2018.**

Dans cette décision la Régie précise que puisque les paramètres du programme sont sujet à changement elle encadre et limite la participation et l'appui financier global pouvant être offert.⁴

1. Introduction

UC ne nie pas qu'un programme de gestion de la demande en puissance est souhaitable⁵.

UC conteste toutefois la légitimité, l'arbitraire et la rentabilité du programme GDP affaires avec prime fixée à 70 \$/kW.

³ D-2018-065, page 5;

⁴ D-2018-113 paragraphes 61 et 62.

⁵ Témoignage de Mme de Tilly, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, Volume 5, pièce A- , page 259; «Est-ce qu'un programme de gestion de la demande en puissance est souhaitable? Oui, assurément. Nous croyons que c'est nécessaire pour contribuer à l'équilibre en puissance, à l'équilibre énergétique et en puissance.»

UC déplore que l'étude de la présente demande se fasse plutôt en vase clos et sur la base de données qui pourraient se voir modifiées de manière importante considérant entre autres divers dossiers présentement en cours.

À cet effet UC souligne dans sa preuve la demande additionnelle due à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs qui pourrait venir bouleverser tant le plan d'approvisionnement que la stratégie en place pour y répondre⁶.

De fait, la demande liée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est une demande importante, pouvant avoir un impact sur les bilans en énergie et en puissance du Distributeur et dont il n'est pas tenu compte dans le présent dossier.

UC a dû constater que le Distributeur a essentiellement isolé la présente demande des informations et données pouvant découler du dossier R-4045-2018 et a refusé de répondre à toutes les demandes de renseignements de UC sur ce sujet en invoquant que «*la demande dépassait le cadre du présent dossier*»⁷ ou était hypothétique.

Le Distributeur a traité de la même manière les demandes de UC relative à l'utilisation de TCE.

UC soumet que l'impact que pourrait avoir la demande découlant de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, sur le bilan en énergie et en puissance est à ce stade en grande partie prévisible et les besoins qui se manifesteront à plus ou moins long terme relativement à cette demande devraient être pris en considération de même que les moyens d'y répondre.

Dans le cadre du dossier R-4045-2018 en date du 14 juin 2018, le Distributeur indiquait d'ailleurs à sa requête :

1. *Le Distributeur fait face à des demandes soudaines, massives et simultanées de la part de sa clientèle pour l'utilisation de l'électricité dédiée à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, notamment le minage de cryptomonnaies, qui totalisent plusieurs milliers de mégawatts (« MW »).*
2. *Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à toutes ces demandes en raison des moyens d'approvisionnement en électricité existants et de la capacité limitée de son réseau de distribution et du réseau de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »).*
3. (...)

15. *Suivant le dernier état d'avancement du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur (l'« ÉA ») déposé auprès de la Régie le 31 octobre 2017, le Distributeur faisait état de surplus en énergie et de besoins en puissance, tel qu'il appert des bilans en énergie et en puissance extraits de l'ÉA 2017, lesquels bilans sont déposés en liasse au soutien des présentes comme pièce HQD-1, document 3. Il est à noter que les charges annoncées par l'industrie des chaînes de blocs ne figuraient pas dans la prévision de la demande présentée dans l'ÉA 2017.*
16. *La demande potentielle en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est donc largement supérieure aux capacités d'approvisionnement du Distributeur en puissance et en énergie.*
17. *L'article 76 de la LRE impose par ailleurs au Distributeur de distribuer l'électricité à tout consommateur qui le demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif.*
18. *Cette forte demande potentielle est donc de nature à compromettre la fiabilité des approvisionnements en énergie et en puissance du Distributeur et nécessiterait, afin de pouvoir y répondre, le lancement d'appels d'offres en puissance et en énergie.*⁸

⁶ C-UC-007, pages 5 à 10;

⁷ Pièce B-025, page 5, réponse à la demande 1.2 et réponse aux demandes 2.2 à 2.10;

⁸ Dossier R-4045-2018, pièce B-0002;

Selon UC, une telle demande soudaine et massive pour l'alimentation électrique constitue un événement majeur au niveau de la demande qui pourrait perturber les approvisionnements.

UC est consciente que ce genre d'avènement n'est pas le type d'événement qui était directement visé par l'article 6, du Règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement, mais soumet respectueusement qu'il pourrait avoir un impact tout aussi important qu'une perturbation majeure des approvisionnements.

UC déplore donc que le Distributeur n'ait pas jugé pertinent de mettre à jour son plan d'approvisionnement en fonction de la demande soudaine et massive liée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Dans sa preuve, UC a donc recommandé à la Régie qu'elle amende le Règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement afin de couvrir tous les événements majeurs pouvant subvenir tant du côté des approvisionnements que du côté de la demande, puisque tous deux peuvent perturber les bilans du Distributeur et mettre à risque la fiabilité des approvisionnements.

UC recommande à la Régie d'apporter les modifications nécessaires au règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement afin que le Distributeur dépose dans un délai de 30 jours après tout événement perturbateurs associé à la demande un plan d'approvisionnement décrivant la nature de l'événement, les risques associés et les moyens en place ou mesures qu'il prévoit pour y remédier.

UC soumet respectueusement que le règlement devrait couvrir tout événement majeur tant du côté des approvisionnement que du côté de la demande.

UC réitère pour les motifs expliqués dans sa preuve écrite⁹, que l'ampleur des nouveaux besoins, absents du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (dossier R-3986-2016) peut difficilement être sans effet sur la stratégie d'approvisionnement du Distributeur particulièrement lorsqu'il doit répondre aux besoins de la clientèle au moindre coût.

Or, UC soumet que TCE pourrait être un de ces moyens, qui si utilisé en base, fournirait énergie et puissance.

Considérant qu'une approche plus élargie du contexte actuel, nous forcerait à confronter le fait que des modifications majeures dans la stratégie d'approvisionnement sont envisageables et qu'elles auraient un impact sur les coûts évités de court terme, de long terme et sur la contribution du programme GDP au bilan de puissance, il aurait été essentiel d'inclure l'impact plus que probable du dossier R-4045-2018 sur la demande et la stratégie d'approvisionnement dans le présent dossier.

De plus, considérant que les coûts évités font l'objet d'une étude et révision dans le cadre du dossier tarifaire en cours (R-4057-2018), et que ceux-ci sont un sujet d'importance dans le cadre du présent dossier, il serait pertinent d'en compléter l'étude avant de finaliser le présent dossier.

UC recommande à la Régie de suspendre l'étude du présent dossier jusqu'à ce que le Distributeur ait procédé à une mise à jour de son Plan d'approvisionnement, qu'un débat ait eu lieu sur la méthode de calcul des coûts évités et leur utilisation dans l'évaluation des programmes et que la Régie ait statué sur la méthode à utiliser pour fixer les paramètres commerciaux et évaluer la rentabilité du programme GDP.

UC déplore donc que l'on procède à l'étude du présent dossier en vase clos et sur la base de données qui n'ont pas été mise à jour en tenant compte des dossiers en cours et autres.

⁹ Pièce C-UC-007, pages 6 à 10;

Finalement, UC se doit d'insister sur le fait que le Distributeur a le fardeau de prouver la légitimité et le bienfondé de sa demande et des éléments à son soutien.

UC soumet que le Distributeur ne s'est pas déchargé de ce fardeau et qu'il n'a pas établi que l'appui financier de 70 \$/kW était bien fondé et justifié.

Le Distributeur n'a pas prouvé que les intrants qu'il a utilisés pour calculer la rentabilité du programme GDP étaient justifiés, pertinents et valides.

Dans la présente argumentation UC souligne certaines déficiences et manques de fondements majeurs à la proposition du Distributeur.

Ces déficiences et manques de fondement invalident selon UC l'analyse de rentabilité soumise par le Distributeur et la hauteur de l'appui financier offert aux participants dans le cadre du programme GDP.

Les éléments qu'UC soulèvent sont les suivants :

2. Appui financier de 70 \$
 - a) Validation des coûts pour le client
 - b) Motifs de la non-participation
3. Validation des coûts évités de transport et distribution
4. Validation des coûts évités en puissance (coûts long terme vs coûts court terme)
 - a) Comparaison GDP vs option interruptible
 - b) Comparaison GDP vs AO/2015
 - c) Comparaison GDP vs TCE
5. NPCC
6. Types de participants
7. Conclusion

2. L'appui financier de 70 \$/KW

a) Validation des coûts pour le client

Rappelons que lors de son lancement en avril 2016, l'objectif initial global était d'obtenir 70 MW à l'hiver 2016-2017.

Cet objectif fut largement dépassé les résultats obtenus étant plutôt de l'ordre de 183 MW, tel que constaté dans la décision D-2018-25 :

« [238] Le Distributeur indique que le programme « GDP Affaires », lancé en avril 2016, s'est avéré un vif succès auprès des clients visés. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW, notamment grâce à la participation d'agrégateurs qui ont permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets ».

UC soumet qu'un tel succès, soit l'atteinte de plus de 2.5 fois la cible, n'est surement pas étranger à la générosité de l'appui financier.

Lors de son témoignage en audience le Distributeur indique que l'appui financier doit être fixé à un niveau permettant une participation suffisante des clients pour atteindre les cibles de réduction. Et ajoute « *suffisant c'est d'atteindre la cible, ..., ce qu'on s'est fixé comme objectif.*»¹⁰

¹⁰ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 170;

Le Distributeur précise que si ça plafonne ou «*que ça ne pénètre pas au niveau qu'on s'attendait avec les appuis financiers sur la table, ... il faudrait se questionner.*»¹¹

UC soumet, que l'inverse est également vrai et que si la réponse dépasse largement les attentes, comme ce fut le cas dès que le programme a été initié il aurait fallu se questionner à savoir si l'offre n'était pas trop généreuse.

En conséquence le Distributeur aurait dû dès lors se questionner sur les motifs de cet engouement et considérer la pertinence de réviser à la baisse l'appui financier, ce qu'il n'a pas fait.

Le Distributeur souligne en ce qui concerne la fixation de l'appui financier pour un programme commercial :

*« l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts pour le client, mais également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur »*¹².

Le Distributeur poursuit en ajoutant :

*« ... le niveau d'appui financier n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients, Il résulte d'échange entre le Distributeur, les partenaires du marché et les clients »*¹³.

Le Distributeur nous informe également qu'il a « *testé auprès de ses interlocuteurs les modalités proposées pour le programme, y compris le niveau d'appui financier, afin de déterminer s'il pouvait raisonnablement s'attendre à une réponse favorable du marché. Une rencontre à cet effet a eu lieu en mai 2015.* »¹⁴

Malgré ces affirmations, à l'effet que l'appui financier devrait prendre en considération les coûts pour le client, le Distributeur n'a pas tenté d'évaluer les besoins de la clientèle, par groupe type de clients ou autrement.

Le Distributeur n'a pas non plus, cherché à connaître quels investissements étaient requis par les participants pour pouvoir participer au programme GDP.¹⁵

Bref, le Distributeur ne dispose pas d'information sur la réalité des coûts des clients, et n'a donc pas pu considérer objectivement ces coûts dans la fixation du 70 \$/kW.

*«... nous n'avons pas une information de qualité sur la réalité des coûts des clients actuellement de la GDP, ce qui, selon nous, justifie encore plus de ne pas présumer que les plus gros, ça doit leur coûter moins cher et que ce serait donc approprié de faire un tarif dégressif.»*¹⁶

UC soumet que de ne pas avoir d'information sur les coûts d'investissements ou de participation des clients au programme nous force à conclure que le 70 \$ d'appui financier n'a pas été raisonnablement justifié en lien avec les besoins des clients.

UC soumet que rien d'autre ne peut être présumé de cet état de fait.

UC se doit toutefois d'ajouter qu'il est certain que lorsque les participants sont consultés ceux-ci chercheront à obtenir le maximum d'appui financier et le Distributeur a la responsabilité de limiter cet appui afin d'obtenir le « service » au meilleur coût.

¹¹ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 170;

¹² Pièce B-015, page 11, réponse à la demande 3.1;

¹³ Pièce B-015, page 13, réponse à la demande 3.1;

¹⁴ Pièce B-015, page 13, réponse à la demande 3.1;

¹⁵ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, pages 62 et 63;

¹⁶ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 142;

Lors de leur témoignage les représentants de l'ASSQ, ont précisé qu'il est impossible pour leurs membres de s'effacer ou de fournir une contribution significative lors de chaque appel.

Que, si c'est une année moyenne, ils peuvent réduire à 50% des appels et reçoivent en conséquence un appui financier de 35\$ et non 70\$.¹⁷

Cet appui financier, même réduit suite au défaut de répondre à certains appels, devrait selon la ASSQ « *permettre de faciliter une planification en termes d'amélioration d'infrastructures de fabrication de neige.* ». ¹⁸

L'ASSQ demande également de reporter du 1^{er} au 21 décembre le moment du début de l'engagement à répondre à des appels, cette période leur étant cruciale pour enneiger les pentes¹⁹.

Finalement l'ASSQ précise qu'une fois les pentes enneigées ce qui se concrétise vers mi-janvier début février il ne peut plus y avoir un effacement significatif puisque les canons à neige ne fonctionnent plus, en conséquence la moyenne d'effacement est réduite.

Malgré tout l'ASSQ précise : « *...pour nous, le GDP Affaires, on souhaiterait bien le conserver.* »²⁰

UC en conclut donc que malgré tous les obstacles mentionnés le programme demeure rentable pour les membres de l'ASSQ.

UC est pourtant d'avis que le Programme GDP est loin d'être optimal pour les stations de ski, et le service d'effacement en pointe qu'elles peuvent rendre au Distributeur est également bien loin d'être optimal puisque selon les témoignages entendus elles ne peuvent offrir un effacement significatif qu'à la fin décembre et en janvier.

Malgré tout l'ASSQ indique que les sommes reçues en vertu du programme aideraient à financer de nouveaux équipements.

Ce genre de situation, i.e. où le programme demeure avantageux financièrement pour le participant qui n'offre une contribution que de 50%, porte UC à croire que les sommes versées sont trop généreuses et de par leur importance se rapprochent dangereusement d'un programme de subvention.

UC soutient que le programme GDP ne doit pas être une subvention.

Si le gouvernement croit que certaines activités doivent être subventionnées il doit le faire à même ses propres budgets et non par le truchement de programmes d'Hydro-Québec.

À cet effet UC souligne que bien que la majorité des observations déposées au dossier demandent de manière générale le maintien du programme avec le même appui financier, quelques rares observateurs ont informé la Régie des avantages financiers qu'ils retrouvaient dans le programme²¹.

On constate que ces avantages sont importants et dépassent le simple dédommagement /prime ressemblant dangereusement à de la subvention.

UC conclut en demandant à la Régie de constater :

¹⁷ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 236;

¹⁸ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 243;

¹⁹ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 251;

²⁰ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 246;

²¹ Voir D-009, D-0016, D-0046 et D-0050, résumés en Annexe 1 des présentes;

Qu'il n'y a pas de justification claire au dossier qui permette de valider le montant de 70 \$/kW.

Qu'il n'y a pas non plus d'information qui permette d'établir les conséquences d'une baisse ou d'une hausse de ce montant.

Que cette valeur de 70 \$ a été retenue par le Distributeur de manière arbitraire et son choix n'est basé sur aucune analyse solide.

Comme le souligne Mme de Tilly dans son témoignage les justifications présentées par le Distributeur sont des anecdotes et il n'y a rien qui repose vraiment sur du solide.²²

UC demande à la Régie de constater que l'appui financier de 70 \$ n'est pas justifié en relation avec les coûts assumés par les clients pour participer au programme.

UC demande à la Régie de réduire significativement cet appui financier offert aux participants.

b) Motifs de la non-participation

En audience le Distributeur confirme ne pas avoir fait d'analyse pour connaître les motifs de la non-participation :

« on n'a pas fait d'analyse sur ceux qui ne participent pas, on sait ceux qui participent. »²³

Malgré l'absence d'analyse les témoins du Distributeur explique la non-participation de la manière suivante :

« Maintenant, la raison pour laquelle ils ne participent pas, c'est soit qu'ils ne sont pas en mesure de s'effacer, soit qu'ils ne sont pas coïncidents et/ou les enjeux d'opération sont trop élevés pour eux afin de leur permettre de participer. On n'a pas vraiment appelé ou sondé les non-participants pour savoir pourquoi ils n'ont pas participé. »²⁴

Quant à la non-participation au tarif LG l'explication soumise par le Distributeur précise qu'il ne pense pas que l'aide financière soit le facteur le plus déterminant, mais plutôt la nature entre autres du secteur institutionnel dont :

« la responsabilité que les clients ont en lien avec le service qu'ils ont à offrir souvent fait en sorte... essentiellement, fait en sorte que c'est une des raisons principales pour laquelle ils n'adhèrent pas. Pour pas compromettre les opérations et autres, là, c'est un facteur qui nous est souvent cité, mais c'est pas le prix de façon évidente non plus, qui a été mentionné. »²⁵

On constate de ces témoignages que selon le Distributeur la hauteur de l'appui financier ne serait pas une cause de la non-participation.

UC soumet respectueusement, l'absence d'analyse de la part du Distributeur sur la non-participation, et donc sur les participants possibles et les motifs généraux qu'il invoque malgré tout tendent à démontrer la générosité débordante de l'appui financier.

²² Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 261;

²³ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 126;

²⁴ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 126;

²⁵ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 127;

3. Validation des coûts évités de transport et distribution

À l'instar de ce qu'elle a soutenu dans divers dossier, UC maintient qu'il n'est ni approprié ni adéquat d'utiliser les plein coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse de rentabilité d'un programme de gestion de puissance tel que le GDP.

En effet, dans le dossier R-3933-2015, UC invitait déjà la Régie à ne pas reconnaître de coûts évités de transport et de distribution pour les programmes de gestion de la demande envisagés à l'époque.

« En outre, UC est étonné de voir le Distributeur inclure dans son analyse de rentabilité le coût évité de transport et de distribution, même si la durée de vie commerciale présumée du programme n'est que de 3 ans. Selon UC, puisqu'il s'agit d'un programme où le participant bénéficie d'une option de retrait volontaire, donc que l'effacement n'est pas assuré, l'analyse économique ne doit pas inclure les coûts évités de transport et de distribution. À la connaissance d'UC, il est plutôt exceptionnel, à moins que des équipements assurent l'effacement en pointe, que les coûts évités de transport et de distribution soient pris en compte. L'extrait suivant résume bien la problématique :

Throughout this proceeding, parties have used the terms —right time, —right place —right certainty and —right availability to describe the match of allowable DR operations to utility benefits of DR to reflect these characteristics, which can be done through the Distribution Factor (D Factor). The various criteria are intended to limit the application of the avoided T&D costs to programs that (1) are located in areas where load growth would result in a need for additional delivery infrastructure but for demand-side potential; (2) are located in areas where the specific DR program is capable of addressing local distribution capacity needs; (3) have sufficient certainty of providing long-term reduction that the risk of incurring after-the-fact retrofit/replacement costs is modest, and (4) can be relied upon for local T&D equipment loading relief (e.g., can be dispatched for local needs, and not just system needs). LSEs will review specific DR programs based on these criteria, and either apply the default avoided T&D costs or apply the results of a specific investment study to the cost-effectiveness evaluation of any qualifying DR program load reduction. An explanation of the exact method used to determine the D factor, including a precise definition of the criteria used is required.

The default value of the D factor will be 0%. In other words, it will be assumed that a given DR program does not avoided or defer any transmission or distribution upgrades unless LSEs can show otherwise, at both the sub-transmission and distribution levels .»²⁶

UC soumet que l'argument du Distributeur à l'effet que « *tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution.* »²⁷ (nos soulignés) et qu'en conséquence, chaque mégawatt effacé découlant du programme GDP va générer des coûts évités qui seront calculés pour chacun de ces mégawatt²⁸, est erroné et omet de prendre en considération la réalité des réseaux de transport et distribution et la répartition des charges.

Précisons d'abord qu'être susceptible de faire une chose n'est pas une garantie que cette chose sera faite.

La prise de position du Distributeur omet également de prendre en considération la nature du service offert par les participants au programme GDP et le fait que pour environ 50% d'entre eux il y aura déplacement de la charge et non effacement complet.

La prise en compte des coûts évités en transport et distribution et la discussion quant à la légitimité de leur complète inclusion a été traité dans la preuve de plusieurs intervenants et lors de l'audience.

²⁶ Dossier R-3933-2015, pièce C-UC-009, page 40;

²⁷ Pièce B-0025, réponse 5.2 pages 17 et 18;

²⁸ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 35 et 36;

UC et l'ACEFQ²⁹ ont souligné la pertinence de prendre en considération les règles établies par la *California Public Utilities Commission* (CPUC) qui ne permet pas d'inclure ces coûts pour évaluer un programme de gestion de la demande à moins que le service public ne démontre que son programme répond positivement aux quatre critères soit : Right time-Right place- Right certainty-Right availability et réduit effectivement ces coûts.

UC recommande à la Régie de s'inspirer des règles de la CPUC pour le calcul des coûts évités de transport et de distribution admissibles dans le calcul de la rentabilité du programme GDP.

En s'inspirant de ces principes et pour les motifs qui suivent UC demande à la Régie d'exclure les coûts évités de transport et de distribution tel que soumis par le Distributeur lors du calcul de la rentabilité du programme GDP.

Questionné en audience par Me Falardeau,³⁰ le Distributeur ne peut indiquer quel équipement le programme GDP lui permettrait d'éviter de construire et il se rabat sur la notion que pour lui les coûts évités sont pris globalement et considère sur l'ensemble du réseau/régions quel vont être les investissements requis et non pas pour une région particulière.³¹

Tel que confirmé lors du contre interrogatoire du Distributeur par Me Gariépy³², des coûts évités transport et de distribution sont calculé sur tous les MW effacés.

Pourtant les participants au programme qui sont des grands clients (LG) sont directement raccordés au réseau de transport et n'ont donc aucun impact sur les coûts évités de distribution.

UC soumet qu'il faut en conclure que l'effacement des grands clients dans le cadre du programme ne permet aucunement d'éviter de coûts de distribution. Ces clients représentent 20% des participants et l'analyse de rentabilité aurait dû en tenir compte³³.

Ceci étant dit, contrairement à ce que les témoins de SÉ ont soutenu³⁴, UC ne limite pas sa demande à soustraire 20% des coûts évités de Distribution. UC soulignait une démonstration additionnelle des faiblesses de l'analyse de rentabilité du programme GDP.

UC demande de soustraire du calcul de la rentabilité du programme tous les couts évités (100%) de transport et de distribution à moins que le Distributeur ne démontre, ce qu'il n'a pas fait dans le présent dossier, que l'effacement a lieu au bon endroit, au bon moment et avec certitude comme le demande la CPUC.

Les pointes locales ne correspondent pas nécessairement à celles de l'ensemble du réseau³⁵.

Donc selon la situation géographique des participants et la saturation du réseau certains investissements ne seraient pas évitables.

Le programme tel que conçu n'offre aucune garantie d'effacement au moment où le réseau en a le plus besoin. Ceci est confirmé par le Distributeur qui en réponse aux demandes de renseignement de la Régie spécifie « ...les heures d'interruption sollicitées ne peuvent pas spécifiquement correspondre aux 30 heures les plus chargées de l'année». ³⁶

²⁹ C-UC-007, page 11, C-ACEFQ-006 page 9 à 12;

³⁰ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 58;

³¹ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, pages 61 et 62;

³² Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, pages 27 à 36;

³³ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 265;

³⁴ Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, page 237;

³⁵ Pièce C-UC-007, page 11;

³⁶ Pièce B-0015, page 19, réponse 4.7;

Il ressort de la preuve et du témoignage non contredits de l'ACEFO 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).»³⁷

Il faut en conclure que puisque la pointe critique peut survenir en dehors des heures d'utilisation du programme GDP, il n'y aura aucun coûts évités de transport ou distribution.

Les participants ne sont pas tenus de réduire leur consommation.³⁸

Les périodes d'effacement sont très limitées dans le temps.

Près de 50% des participants ne font que déplacer leur charge.

Donc, tel que l'explique l'ACEFQ dans sa preuve et son témoignage³⁹ « c'est impossible de sauver quoi que ce soit en terme d'équipement de distribution si on veut honorer l'obligation de fournir l'énergie de façon fiable pendant tous les moments de l'année»⁴⁰ et en ce qui concerne les coûts évités de transport M.Pham précise le «responsable de fiabilité à TransÉnergie. Comment il peut assurer la livraison d'énergie fiable à tout moment de l'année s'il ne connaît pas où, quand, la demande sera diminuée?»⁴¹

UC est également en accord avec l'énoncé suivant fait par le témoin de l'ACEFQ, M Pham qui nous force à conclure que le programme GDP ne peut permettre d'éviter des coûts de transport.

« Le tarif de transport d'Hydro-Québec c'est basé sur la demande, sur les besoins du Distributeur pendant la période de pointe avant tout moyen de réduction de gestion de puissance »⁴²(nos soulignés)

Le programme GDP est annuel et il n'y a aucun engagement au-delà d'une année de la part des participants.

Certains participants sont dans des zones où il ne peut y avoir contribution à la réduction des coûts évités. Un exemple criant mentionné en audience est celui de la Cote-Nord.⁴³

Pour le programme proposé, la rentabilité est basée sur un calcul incluant des coûts évités pour chacun des kW effacés et ne tient aucun compte des contraintes régionales de distribution et de transport.

Or, les contraintes régionales de transport sont prises en considération lors des achats de puissance de court terme afin que l'énergie soit acheminable.⁴⁴

Lors d'un effacement suite à un appel GDP, si celui-ci ne peut rayonner sur tout le réseau il ne peut logiquement permettre d'éviter de coûts de transport.

³⁷ C-ACEFO-0008, page 7;

³⁸ Pièce B-007, Guide du participant page 6;

³⁹ C-ACEFQ-006 et Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, pages 15 à 19;

⁴⁰ Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, page 16;

⁴¹ Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, page 17;

⁴² Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, page 18;

⁴³ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, pages 110 à 114;

⁴⁴ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, page 159;

En ce qui concerne les coûts évités de distribution, le distributeur a confirmé en audience que « *c'est la somme des pointes de chaque poste de distribution* »⁴⁵ qui constitue la pointe du réseau.

On peut donc facilement et logiquement en conclure, contrairement à ce que soutient le Distributeur, que selon l'endroit où et il se situe et le moment où il est appelé l'effacement d'un participant pourrait n'avoir aucun impact sur les besoins d'équipements donc sur les coûts évités.

Rappelons que, dans le cadre du dossier R-4000-2017, le Distributeur indiquait avoir généralement une marge suffisante pour accueillir sans ajouts d'équipements les projets de conversion.

Il spécifiait dans ce dossier qu'il ne procéderait à une étude de réseau que si plusieurs demandes devaient se situer sur une même ligne ou dans une localisation géographique particulière.⁴⁶

Confronté à cette position qu'il a tenu dans le dossier R-4000-2017, il réplique que pour les fins du présent dossier il regarde en moyenne le programme d'investissement du distributeur et croit que l'impact va se traduire ultimement par une réduction des investissements.⁴⁷

Lorsque questionné sur les régions où il y aurait une marge de manœuvre suffisante pour accueillir de nouvelles charges, la réponse donnée par le Distributeur devient une réponse générique et globale à l'effet que dans le présent dossier il ne tient pas compte des réalités régionales bien qu'il puisse identifier les régions où il y a une marge de manœuvre il maintient que:

*« Dans la mesure où le programme d'investissement en distribution est provincial et que c'est une moyenne, dans le fond, oui, il peut y avoir des zones qui sont à capacité, d'autres qui ne le sont pas. Mais l'intention n'est pas de faire justement un programme régional, mais plus qui tienne compte de l'ensemble des investissements sur le réseau de distribution. »*⁴⁸

Selon UC cette « logique » du Distributeur ne tient pas la route et ne démontre aucunement qu'il est justifié d'allouer les plein coûts évités de distribution ou de transport à chaque KW effacé.

De fait il n'y a aucune certitude à l'effet que des investissements seraient évités grâce au programme GDP.

UC maintient qu'aucun coût évité par kW effacé ne devrait être reconnu à moins que le Distributeur ne fasse la démonstration probante que des investissements pour des équipements spécifiques ont été évité ou seront définitivement évités par l'effacement de ce kW.

UC précise qu'elle ne cherche pas à modifier le programme GDP pour en faire un programme régional, elle cherche simplement à s'assurer que seul les coûts qui seront réellement évités ne soient pris en considération dans le calcul de la rentabilité du programme.

En réponse à une question du procureur de l'ACEFQ à savoir si l'équipement de transport et de distribution prévoit la possibilité qu'un participant consomme au lieu de se retirer le Distributeur répond :

*« Il est clair que les équipements nécessaires et utiles pour qu'un client puisse consommer le produit qu'on lui offre en puissance et en énergie sont évidemment à la hauteur de ses attentes, là. Donc, toute la fiabilité du réseau de transport et de distribution est au rendez-vous. Donc, c'est clair que les clients...en fait l'architecture nécessaire pour l'alimenter est en place.»*⁴⁹ (nos soulignés)

⁴⁵ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 28;

⁴⁶ Dossier R-4000-2017, pièce B-0013, page 20, pièce C-UC-0012 du présent dossier;

⁴⁷ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, page 220;

⁴⁸ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, pages 220 et 221;

⁴⁹ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, page 57;

Face à cet énoncé force est de constater qu'il ne peut y avoir de coût évités en transport ou en distribution le Distributeur devant être en mesure de répondre à toute la demande de tous ses clients.

En conséquence UC demande à la Régie de pas reconnaître de coûts évités de transport et de distribution dans le calcul de la rentabilité du programme GDP.

4. Validation des coûts évités en puissance.
(Coûts long terme vs coûts court terme)

Pour les fins de son analyse de rentabilité du programme GDP, le Distributeur utilise le signal des coûts évités de puissance de long terme et à cette fin il en établit la valeur sur la base du prix moyen obtenu lors du dernier appel d'offre de puissance soit 110 \$/KW.

Le Distributeur a indiqué en audience qu'il a toujours utilisé une annuité croissante pour le coût évité de la puissance pour démontrer la rentabilité d'un effacement⁵⁰.

UC a démontré en audience que cela n'a pas toujours été le cas :

« Alors, le Distributeur nous avait fourni l'analyse de rentabilité du tarif DT qui procure un effacement en puissance. Et dans l'analyse de rentabilité, bien le coût évité en puissance qu'on utilise pour le court terme, donc pour les trois premières années, c'est vingt dollars (20 \$). Et à partir de deux mille dix-huit (2018), on passait aux coûts évités de long terme. »⁵¹

Le Distributeur soutient que le programme GDP est « fait pour remplacer une centrale dédiée qui peut fournir de l'énergie lorsqu'on la demande »⁵².

Le Distributeur indique toutefois que ce moyen (GDP) peut répondre à un aléa ou à un besoin ponctuel et serait du type contrat cyclable avec HQP, électricité interruptible, tarification dynamique et transactions de court terme type UCAP ou type marché et il répondrait aux mêmes besoins.⁵³

UC soutient que les coûts évités de puissance qui doivent être pris en considération pour établir la rentabilité du programme doivent être ceux du marché court terme et non du long terme et ce pour plusieurs raisons.

Les participants prennent un engagement annuel et n'ont aucune obligation de renouveler cet engagement d'année en année.

Le programme GDP est semblable bien que moins avantageux pour le Distributeur que l'option d'électricité interruptible.

La rentabilité du programme et les appuis financiers offerts ne devraient pas être évalués sur la base de paramètres différents de ceux de l'option interruptible.

La qualité du service rendu par le programme GDP est bien différente de celle du service rendu par un contrat d'approvisionnement.

Le programme GDP n'est pas un approvisionnement.

⁵⁰ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, page 226;

⁵¹ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 263;

⁵² Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, page 40;

⁵³ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, pages 41 et 42;

a) Comparaison GDP vs option interruptible

Le Distributeur spécifie que le programme GDP répond au même type de besoin que l'électricité interruptible.

Or, la rentabilité et l'aide financière accordée pour l'électricité interruptible ont été calculé sur la base du marché de court terme, tel que précisé dans la décision D-2014-156 :

[27] Depuis la décision D-2006-14913, les crédits des options d'électricité interruptible sont établis en fonction des marchés de référence du Distributeur, soit le prix des enchères Unforced Capacity (UCAP) pour la puissance (crédit fixe) et le marché Day-Ahead Market (DAM) du NYISO pour l'énergie (crédit variable).

L'option interruptible, pour un service visant les mêmes buts mais d'une qualité que l'on pourrait qualifier de supérieure, coûte beaucoup moins cher que le programme GDP, près de cinq fois moins.

« La Régie a fait le constat que le montant d'appui financier de soixante-dix dollars par Kilowatt (70\$/kW) au GDP au cours des trois derniers hivers a été de l'ordre de quatre virgule neuf (4,9) fois plus élevé que celui de l'option interruptible. »⁵⁴

De plus l'électricité interruptible présente divers avantages sur le programme GDP.

Entre autres, contrairement aux clients du programme GDP qui peuvent ne pas répondre à un ou des appels sans pénalité, ceux de l'option interruptible doivent s'effacer sur demande ou ils seront sévèrement pénalisés.

Il apparaît donc inéquitable et illogique de baser la rentabilité dans un cas sur les marchés de long terme et dans un autre sur ceux de court terme.

UC soumet que dans les deux cas la rentabilité et la compensation financière à offrir devraient être calculé sur les valeurs du marché court terme.

Il ne serait pas étonnant que les représentants des clients participant à l'option interruptible demandent une révision de cette option et sa bonification financière si la Régie retenait le marché de long terme comme référence pour la rentabilité du programme GDP.

L'importance de l'appui financier offert dans le cadre du programme GDP et les intrants utilisés pour le calcul de sa rentabilité risque de créer un précédent dangereux pour tous les autres programmes de gestion de la demande.

Les témoins de l'AQCIE-CIFQ ont d'ailleurs souligné en audience que *« de meilleures conditions consenties, notamment pour l'option d'électricité interruptible grande puissance, pourraient permettre aux industriels d'augmenter significativement leur offre puisque cette prime supplémentaire compenserait pour la valeur des pertes de production des entreprises. De plus, cela permettrait d'augmenter la concurrence pour la fourniture de la puissance de pointe à l'intérieur de la zone de la charge locale.*

Les intervenants sont convaincus que l'offre d'électricité interruptible pourrait être plus grande. D'ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas évalué le potentiel qui pourrait être atteint avec un appui financier plus élevé que ce qui est offert actuellement. »⁵⁵

⁵⁴ Pièce A-0040, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, volume 5, page 72;

⁵⁵ Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, pages 100 et 101;

Il ne faudrait pas oublier qu'ultimement ce sont les clients qui via leurs tarifs payeront pour les programmes de gestion de la demande.

La nouvelle approche du Distributeur de considérer à titre d'intrant au calcul de la rentabilité le coût de long terme n'est pas appropriée pour ce genre de programme et risque de créer une hémorragie au niveau des coûts et des programmes sous le couvert d'une fausse rentabilité.

UC demande à la Régie, dans un souci de stabilité des principes réglementaires d'utiliser le coûts des approvisionnements de court terme pour établir la rentabilité du programme GDP, comme il a été fait pour l'analyse de rentabilité entre autres de l'option interruptible.

UC soumet respectueusement à la Régie que le Distributeur n'a aucunement justifié de déroger aux principes utilisés jusqu'à maintenant dans l'analyse de la rentabilité des programmes et outils de gestion de la demande.

b) Comparaison GDP vs AO/2015

Le Distributeur a soutenu en audience que le programme GDP rendrait « *le même service, ou pratiquement le même service qu'un approvisionnement...qu'une ressource installée. Et donc, sa valeur, c'est la valeur de ce qu'on défend comme étant le coût évité de puissance de long terme.* »⁵⁶

UC soumet respectueusement qu'un programme tel que celui GDP n'a pas les mêmes caractéristiques qu'un contrat ferme de 20 ans avec une ressource installée.

Au soutien de sa position UC fait siens les arguments présentés à cet effet par M. Pham pour l'ACEFQ lors de son témoignage en audience⁵⁷ lorsqu'il compare les services rendus par le programme GDP à ceux de l'AO/ 2015 :

<u>GDP</u>	<u>AO/ 2015</u>
Pertes de revenus pour HQ	Aucune perte de revenu
Fourniture 100 heures	Fourniture 351 heures
Disponible hiver seulement	Disponible à l'année
Disponible à certaines heures seulement	Disponible en tout temps
Réserve de 17%	Réserve de 2%
Livraisons non garanties	Livraisons garanties
70 \$/kW	60 \$/kW pour 100 kW
Pour 1 année à la fois	Pour 20 ans

Sur la base de ces différences on doit conclure que les services rendus ne sont pas de même nature et ne peuvent être considérés sur un pied d'égalité entre autres quant à leur valeur.

Le service rendu par le programme GDP est de qualité bien inférieure à celui rendu par un AO et en conséquence sa valeur monétaire devrait être bien moindre.

c) GDP vs TCE

Selon UC, il aurait été pertinent et informatif d'ajouter TCE à cette comparaison, ceci est malheureusement impossible étant donné le manque d'informations disponible.

⁵⁶ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1 octobre 2018, volume 4, pages 20 et 21;

⁵⁷ Pièce A-0042, Notes sténographiques du 3 octobre 2018, volume 6, pages 27 à 32;

UC soumet que dans trois ans soit à l'horizon 2021-22, TCE pourrait s'avérer une option intéressante car remettre en service cette centrale permettrait d'obtenir de la puissance à très bas coût si, par exemple elle était utilisée en base pour répondre à la demande relative à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

En audience le Distributeur a indiqué que le délai pour la mise en service d'une ressource en puissance serait de minimalement quatre (4) ans⁵⁸.

Or, TCE pourrait être remis en service avec un avis de trois (3) ans tel que prévu au contrat.

[215] Par ailleurs, il est prévu au Protocole d'entente que si l'équilibre offre-demande changeait et que la situation actuelle des importants surplus en énergie devait se résorber, le Distributeur pourrait à nouveau utiliser la Centrale en base, selon les modalités prévues au Contrat initial, avec un préavis de trois ans. Le cas échéant, le Distributeur aurait à faire approuver ce redémarrage en base de la Centrale par la Régie.⁵⁹ (nos soulignés)

Malheureusement, les coûts de TCE n'ont pas été réévalués depuis 2015.

Une telle évaluation serait pertinente à l'étude du présent dossier.

UC soumet que, puisque cette centrale est déjà existante, en franchise, dans une zone de forte demande et que le Distributeur assume les coûts de sa suspension, qu'il aurait été pertinent de soumettre une nouvelle évaluation des coûts afin de voir s'il serait pertinent de mettre fin à la suspension de TCE le plus rapidement possible.

UC demande à la Régie de demander au Distributeur de déposer une évaluation à jour de la remise en service de TCE incluant la possibilité de sécurisation de la fourniture de gaz naturel.

En conclusion, UC demande à la Régie de considérer la rentabilité du programme GDP affaires sur la base des coûts du marché de court terme et non de long terme tel que soumis par le Distributeur.

5. NPCC

Le Distributeur a allégué dans sa preuve que sans le recours au programme GDP il serait susceptible de ne plus respecter les critères de fiabilité exigés par le NPCC et la Régie.

UC a tenté sans succès de clarifier le fondement de cet énoncé, le Distributeur ayant refusé de fournir en DDR les clarifications demandées alléguant que la demande dépassait le cadre du présent dossier⁶⁰.

⁵⁸ Pièce A-0037, Notes sténographiques du 1^{er} octobre 2018, volume 4, page 19 et 20;

⁵⁹ D-2015-179 paragraphe 215, et pièce B-0033 du dossier R-3925 à la page 15, article 12 : Modification de l'Entente de suspension. Les Parties conviennent de modifier l'article 11 de l'Entente de suspension afin (a) d'accorder à l'Acheteur l'option de prolonger la Période de suspension (au sens attribué à ce terme dans l'Entente de suspension) jusqu'à l'expiration de la Durée initiale du CAE et (b) d'accorder à l'Acheteur l'option de mettre fin à la Période de suspension par la remise d'un préavis écrit de trois ans au Fournisseur. ;

⁶⁰ B-0025, page 5;

UC soumet que le Distributeur ne peut demeurer crédible si, au soutien de sa demande il invoque une problématique puis, qu'il refuse de la justifier parce qu'elle ne serait pas pertinente au dossier⁶¹.

Dans ces circonstances UC soumet que la problématique soulevée par le Distributeur relativement au respect des critères de fiabilité du NPCC n'est pas crédible, ne repose sur aucune démonstration et cet argument du Distributeur ne doit pas être pris en considération dans le présent dossier.

6. Type de participants

Le programme GDP inclus essentiellement deux types de participants. Ceux qui déplacent leur consommation et ceux qui pendant l'effacement ont recours à une autre forme d'énergie.

UC croit que les coûts de participation aux programmes pour ces participants ne sont pas les mêmes et cette réalité devrait être reflétée dans les appuis financiers offerts.

Ceux qui déplacent simplement leur consommation devraient recevoir une prime juste et raisonnable en lien avec les coûts de court terme.

Quant à ceux qui s'effacent et consomment une autre forme d'énergie pendant l'effacement, par exemple à l'aide de groupes électrogènes, suite aux témoignages entendus en audience UC soumet que ces participants devraient être regroupés pour un programme différent, tel l'option pour groupe électrogène.

Il serait alors pertinent de considérer de fixer un coût pour la puissance effacée qui reflète les coûts de fonctionnement des génératrices plus une prime raisonnable

7. Conclusion

UC soumet respectueusement que le programme GDP tel que soumis n'est pas rentable puisque sa rentabilité a été établie sur la base d'intrants non-valides ou erronés.

UC demande à la Régie de ne pas inclure les coûts évités de transport et de distribution dans le calcul de la rentabilité du programme et de considérer cette rentabilité en relation avec les achats de court terme plutôt que de long terme.

UC demande également à la Régie de recevoir et de donner suite aux autres demandes soumises par UC dans le présent dossier.

Le tout respectueusement soumis,

Montréal, 10 octobre 2018



Me Hélène Sicard, procureur pour
Union des consommateurs

⁶¹ HQD-2 document 11, page

Annexe 1
Extrait de certaines observations

L'Argent reçu du programme a permis de:

D-009 : (Zoo de Granby) achat de véhicules électriques, installation de bornes de recharge, plantation de nombreux arbres, autres projets en cours d'étude ;

D-0016 : (Commission scolaire Haut-Canton) investi 20000\$ pour automatisation, pour la première participation a reçu 90000\$, réinvesti entièrement en mesures d'efficacité énergétique (conversion d'éclairage LED, optimisation de séquences de contrôle du bâtiment, réfection de chaufferies en utilisant aérothermie...)

D-0046 : (CIUSSS du Saguenay Lac-Saint-Jean) Ce programme permet au CIUSSS des redevances substantielles favorisant ainsi notre établissement à équilibrer nos budgets, tout en améliorant les soins et services à notre population. Les sommes accumulées sont ainsi mieux utilisées auprès de notre clientèle vieillissante et aux prises avec des problématiques de santé complexes.

D-050 : (Commission scolaire des Phares) Les sommes versées par Hydro-Québec ont permis à notre commission scolaire de payer les frais occasionnés par l'installation des équipements requis et la gestion qui devait en être réalisée, tout en bénéficiant d'une marge financière intéressante. En 2016-2017, la marge obtenue s'élevait à environ 70% de l'aide financière reçue. Cette marge est passée à environ 85% la dernière année car moins d'investissements ont été nécessaires.