

Régie de l'énergie

R-4041-2018

Hydro-Québec – Demande relative au programme GDP Affaires

Rapport d'analyse

par

Jean-Pierre Finet, Consultant

Bertrand Schepper, Consultant

pour le

**Regroupement des organismes environnementaux en
énergie (ROÉÉ)**

Le 20 août 2018

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1.0 POTENTIEL COMMERCIAL DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE.....	4
1.1 Le potentiel technico-économique du programme GDP Affaires.....	4
1.2 Le potentiel commercial du programme GDP Affaires	10
1.2.1 Les barrières à la participation au programme GDP Affaires	10
1.2.2 La modulation du niveau de participation par Hydro-Québec	11
1.3 Estimation du potentiel commercial du programme GDP Affaires	13
1.4 Mise à jour de l'étude de potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance	14
2.0 LE RECOURS À L'EFFACEMENT PAR PRODUCTION LOCALE D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIE FOSSILE	16
3.0 LES MODALITÉS D'UN ENGAGEMENT CONTRACTUEL À LONG TERME AVEC LES PARTICIPANTS	19
4.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	21

INTRODUCTION

Le 24 mai 2018, Hydro-Québec déposait sa demande relative au programme GDP Affaires tel que le demandait la Régie « afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme » et « de clarifier sa nature juridique. »¹

Le présent document constitue le rapport d'analyse qui fait état des conclusions et recommandations du ROÉÉ.

La première partie de ce document couvre l'enjeu relatif au potentiel commercial du programme GDP Affaires que le ROÉÉ évalue à plus de 1000 MW. Dans la section suivante, le ROÉÉ propose une solution à l'enjeu relatif au recours à l'effacement par production locale d'électricité à partir d'énergie fossile et l'utilisation d'énergie fossile pour le chauffage des locaux. Enfin, le ROÉÉ prend position en faveur d'un engagement contractuel à long terme avec les participants et propose des modalités à cet effet.

¹ D-2018-025, R-4011-2017, paragraphe 269, page 78.

1.0 POTENTIEL COMMERCIAL DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Le ROEÉ considère que la Régie devrait connaître le plein potentiel commercial du programme GDP Affaires afin d’apprécier la réelle contribution de ce programme au bilan en puissance dans une perspective de choix et de suffisance des approvisionnements, ou contrôle de la nature juste des tarifs, le tout dans le respect des obligations de la Régie suivant l’article 5 LRÉ. À cet effet, le ROEÉ priorise l’exploitation du plein potentiel de gestion de la demande en puissance avant toute autre acquisition de nouveaux besoins en puissance.

Selon Hydro-Québec, la cible actuelle du programme représenterait le plein potentiel commercial du programme. Ce potentiel serait 2025-2026 de 455 MW annuellement comme le montre le tableau suivant tiré de la réponse à la question 2.1 de la DDR no. 1 de la Régie de l’Énergie².

TABLEAU R-2.1 :
MW ASSOCIÉS AU PROGRAMME GDP AFFAIRES

2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
315	360	370	380	415	425	445	455

Source : B-0015, question 2.1

Selon le ROEÉ, ces résultats de potentiel commercial sont considérablement plus faibles que le potentiel technico-économique de programme. Le ROEÉ en fera la démonstration ci-dessous afin de favoriser l’utilisation du programme.

1.1 Le potentiel technico-économique du programme GDP Affaires

Pour évaluer ce potentiel, le ROEÉ se fie principalement sur le calcul du potentiel technico-économique en puissance publié en 2012³ que le ROEÉ a présenté en

² B-0015, question 2.1

³ HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, 16p., en ligne, <http://www.regie->

référence (i) à la question no.1 de sa demande de renseignements⁴. À cet effet le ROEE reproduisait le Tableau 4 – Potentiel des mesures de gestion de la demande en puissance aux secteurs commercial et institutionnel de l'étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance dans le réseau intégré.⁵ En préambule, le ROEE citait l'étude:

«Dans les secteurs CI, le PTÉ le plus élevé se situe donc à environ 1 300 MW. Le potentiel commercialement réalisable de toutes les mesures reste à être démontré, particulièrement dans les secteurs CI où elles peuvent avoir un impact sur les appels de puissance facturés aux clients.»⁶.

energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

⁴ B-0023, question 1

⁵ HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, p. 10, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

⁶ HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, p. 11, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

**Tableau 4 – Potentiel des mesures de gestion de la demande en puissance
aux secteurs commercial et institutionnel**

Mesures incluses au PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver	Potentiel (MW)
Arrêt du chauffage anti-condensation - client	0	10
Contrôle de l'éclairage - serres	0	10
Optimisation des horaires de démarrage (avec SGE)	5	20
Réduction du débit d'air neuf	5	480
Contrôle du chauffe-eau	7	10
Stockage thermique - local	7	80
Stockage thermique avec contrôle	7	80
Gestion des températures de consigne (avec SGE)	8	40
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle (avec SGE)	9	0
Interruption de l'humidification	18	50
Optimisation des horaires de démarrage (avec SGE)	18	20
Gestion des températures de consigne	21	460
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle	22	90
Réduction du débit d'air neuf	24	650
Réduction du débit de ventilation (avec SGE)	24	20
Stockage thermique - local	24	1 220
Contrôle du chauffe-eau (sans SGE)	25	140
Chauffage biénergie	26	1 360
Stockage thermique avec contrôle	26	1 220
Groupes électrogènes de secours	30	610
Chauffe-eau biénergie gaz	33	10
Mesures exclues du PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver	Potentiel (MW)
Groupes électrogènes de secours	42	70
Chauffage biénergie	47	410
Stockage thermique - local	49	20
Chauffe-eau à stockage accru	53	0
Stockage thermique avec contrôle	54	20
Pompe à chaleur à appoint propane	66	120
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle	104	180
Arrêt du chauffage anti-condensation - contrôle	147	10
Interruption de l'humidification	168	40
Réduction du débit d'air neuf	183	350
Réduction du débit de ventilation	199	100
Contrôle du chauffe-eau	213	120
Gestion des températures de consigne	285	1 120
Ballast à modulation	349	260
Optimisation des horaires de démarrage	459	120
Ajustement du débit des pompes de chauffage	535	20
Chauffe-eau biénergie gaz	619	280
Contrôle de l'éclairage - public	725	40

Dans cette étude, on peut aussi étudier les mesures qui, selon l'évaluateur, avait un meilleur impact technico économique pour le secteur CI. Nous reproduisons ici le tableau 2 de cette étude⁷:

⁷ HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, p. 8, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

Tableau 2 – Mesures retenues aux secteurs CI

Mesures de chauffage et ventilation	Description
Stockage thermique avec contrôle	Installation d'accumulateurs thermiques avec limitation de la recharge aux heures de pointe et reprise programmée selon les besoins du Distributeur
PAC à appoint combustible	Ajout d'un appoint de type combustible au parc de pompes à chaleur
Chauffage biénergie	Conversion du parc TAE - chauffage central vers la biénergie (mazout, gaz, propane)
Gestion des températures de consigne	Abaissment des températures de consigne aux heures de pointe du Distributeur et préchauffage des pièces avant les heures de pointe
Réduction du débit d'air neuf	Fermeture temporaire des volets d'air neuf durant les heures de pointe du Distributeur
Réduction du débit de ventilation	Réduction temporaire du débit de ventilation pour les systèmes à volume d'air variable durant les heures de pointe du Distributeur
Ajustement du débit des pompes de chauffage	Réduction temporaire du débit des pompes de chauffage associée à une augmentation de la température d'alimentation pour les bâtiments non TAE
Interruption de l'humidification	Interruption temporaire de l'humidification
Optimisation des horaires de démarrage	Optimisation des horaires de démarrage des systèmes de ventilation afin d'éviter une coïncidence avec la période matinale de pointe du Distributeur
Mesures d'eau chaude	
Chauffe-eau à stockage accru avec ou sans contrôle	Remplacement du chauffe-eau existant par un chauffe-eau à stockage accru, avec ou sans interruption du chauffe-eau aux heures de pointe du Distributeur
Contrôle du chauffe-eau	Interruption du chauffe-eau aux heures de pointe du Distributeur et étalement de la reprise de charge
Chauffe-eau biénergie gaz	Remplacement du chauffe-eau électrique par un chauffe-eau biénergie
Mesures d'éclairage	
Ballast à modulation	Réduction temporaire de l'éclairage général des bâtiments durant les heures de pointe du Distributeur
Fermeture partielle de l'éclairage	Fermeture partielle de l'éclairage dans les aires de service non essentielles des bâtiments
Contrôle de l'éclairage	Réduction temporaire de l'éclairage pendant les périodes de pointe du Distributeur
Autres mesures	
Arrêt du chauffage anti-condensation	Arrêt temporaire du chauffage anti-condensation dans les comptoirs réfrigérés des marchés d'alimentation, par le client ou contrôle à distance
Groupe électrogène de secours	Utilisation des groupes électrogènes de secours aux heures de pointe

Note : PAC : pompe à chaleur; TAE : tout à l'électricité.

Source : HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, p. 8, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

Rappelons aussi les principes généraux de l'étude de potentiel technico-économique qui ont déterminé les mesures retenues :

« 2.2 Principes généraux

Le potentiel technico-économique (PTÉ) des mesures de gestion de la demande en puissance représente la réduction de la demande

associée à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité en puissance du Distributeur, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs. Les barrières de natures commerciale ou financière ne sont donc pas encore considérées. Plus particulièrement, pour les secteurs commercial et institutionnel (CI), l'application des mesures peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel du client, augmentant ainsi sa facture d'électricité. Il est donc important de rappeler que seulement une portion du PTÉ identifié au présent exercice pourrait être exploitée commercialement.

2.2.1 Gain en puissance d'une mesure

La puissance est, de par sa nature, une donnée ponctuelle et variable dans le temps. Contrairement à un kWh économisé, le gain en puissance d'une mesure varie en fonction de la période et du moment où l'effacement d'une charge se produit. Pour réduire les besoins de puissance du Distributeur, une mesure doit apporter un gain coïncidant avec la pointe des besoins du Distributeur. Pour cette raison, dans le cadre de l'évaluation du PTÉ, l'analyse se restreint aux mois d'hiver et à deux périodes journalières, soit de 6 h à 9 h et de 16 h à 19 h.

2.2.2 Profil de puissance, reprise de charge et cumul du potentiel

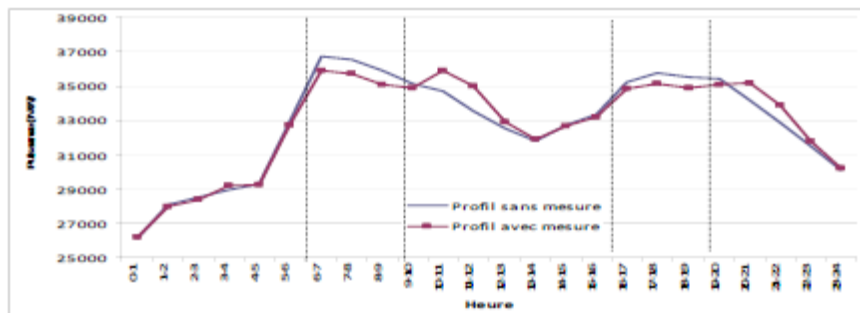
Le PTÉ des mesures de gestion de la demande en puissance est limité par le profil même des besoins de puissance du Distributeur. En effet, un grand nombre de mesures pourraient permettre une réduction des besoins en puissance à certaines heures de la journée, mais s'accompagneraient d'une hausse à d'autres moments de la journée. Ce phénomène, appelé « reprise de charge », limite le PTÉ de la gestion de la demande en puissance. Si le potentiel visé par de telles mesures n'était pas limité, la reprise de charge créerait une nouvelle pointe à une autre heure de la journée. La figure 1 présente le profil de la journée de pointe annuelle des besoins de puissance du Distributeur avant et après l'application d'une mesure.

Cette particularité est propre aux secteurs résidentiel et CI, où la reprise de charge de la majorité des mesures ne peut être reportée de plus de deux heures après la fin d'une période de pointe. Ainsi,

le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande en puissance des secteurs concernés est davantage limité par les problèmes liés à la reprise de charge que par les coûts évités. De plus, les particularités de chaque mesure quant à leur impact sur le profil horaire, ainsi que les problèmes liés à la reprise de charge, rendent le potentiel de chacune des mesures non nécessairement additif, contrairement au PTÉ d'économies d'énergie qui est obtenu par la somme du potentiel de chacune des mesures prises individuellement.

Par ailleurs, les mesures d'effacement de charge, par exemple l'utilisation du chauffage biénergie, ne sont pas soumises au phénomène de reprise de charge, mais elles modifient le profil des besoins de puissance du Distributeur et peuvent ainsi affecter le potentiel des autres mesures.

Figure 1 – Profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle du réseau



Dans les secteurs industriels, les profils de consommation sont plus stables et les mesures comportent généralement une reprise de charge moins marquée. Le potentiel de chacune des mesures des secteurs industriels est plus facilement cumulable. Ainsi, l'impact global des mesures de gestion de la demande en puissance ne peut être établi que pour un scénario de mesures données lorsque le potentiel réalisable commercialement sera établi et ce, afin de s'assurer que les quantités, la combinaison et l'ordonnancement des mesures heure par heure ne créent pas une nouvelle pointe sur le profil identifié de la figure 1. »⁸ (nos soulignés)

Selon le ROEE, le potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance ne devrait pas être apprécié en fonction de chacune des mesures, puisque leur potentiel n'est pas nécessairement additif, mais plutôt en fonction des usages de l'électricité identifiés dans le tableau 2.

Chacune des mesures d'un même usage représente autant de solutions qui peuvent contribuer à l'atteinte d'un potentiel de gestion de la demande en puissance de cet usage. Ainsi, il est important de considérer les potentiels identifiés dans le tableau 4 d'HQD en fonction des usages identifiés dans le tableau 2 du rapport sur le potentiel technico-économique pour réussir à correctement évaluer le potentiel technico-économique du programme GDP Affaires qui fait appel à toutes les mesures identifiées dans l'étude. Ce faisant, on constate que le PTÉ pour le chauffage des locaux est d'environ 1300 MW, le PTÉ du chauffage de l'eau est de 140 MW, celui de l'éclairage est de 10 MW, celui des autres usages dont celui des groupes électrogènes est de 620 MW, pour un PTÉ total de 2070 MW pour le programme GDP Affaires.

1.2 Le potentiel commercial du programme GDP Affaires

1.2.1 Les barrières à la participation au programme GDP Affaires

Comme indiqué dans la section précédente, les barrières de nature commerciale ou financière n'ont pas été considérées dans l'établissement du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance. Il est donc important de les considérer plutôt afin d'être en mesure d'établir quelle portion du PTÉ pourrait être exploitée commercialement qui représenterait le plein potentiel commercial du programme GDP Affaires. Avec égard, la Régie ne saurait permettre à Hydro-Québec d'escamoter des étapes méthodologiques et de faire un équivalence impérissable entre le PTÉ commercialement exploitable et le potentiel qu'Hydro-Québec décide d'exploiter.

L'étude de PTÉ n'identifie pas quelles sont les barrières de nature commerciale ou financière des mesures identifiées, outre que l'application des mesures qui peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel du client, augmentant ainsi sa facture d'électricité.

Selon le ROEE, la barrière économique reliée à l'investissement dans les diverses mesures de gestion de la demande en puissance représente la principale barrière de la clientèle visée. L'on retrouve d'ailleurs de nombreuses observations déposées

par les participants au programme dans ce dossier qui supporte cette hypothèse⁹. L'importance de cette barrière varie inéluctablement en fonction des mesures de gestion de la demande en puissance. L'aide financière du programme GDP Affaires représente la solution proposée par Hydro-Québec pour réduire, voire éliminer cette barrière à la participation de la clientèle affaires. L'on peut donc supposer que la question économique n'est pas une barrière majeure puisque les clients sont en mesure de la surmonter suite à sa proposition.

Outre la barrière économique, les observations des participants au programme dans ce dossier semblent indiquer diverses barrières organisationnelles que ceux-ci ont su surmonter¹⁰. Ici aussi, les montants offerts par Hydro-Québec avec le programme GDP affaire semble aider à ce que la barrière soit surmontée, comme en font foi les taux de satisfaction du projet-pilote¹¹.

Considérant le nombre relativement restreint de participants potentiels au programme, l'on peut supposer qu'Hydro-Québec pourra presque entièrement les rejoindre afin d'atteindre un maximum d'impact en puissance. Bien qu'il existe d'importantes barrières à l'atteinte du potentiel technico-économique de 2070 MW pour le programme GDP Affaires, il est raisonnable de croire que les 315 MW pour 2018-2019 et les 455 MW pour 2025-2026 sont relativement faibles considérant les barrières énoncées.

1.2.2 La modulation du niveau de participation par Hydro-Québec

Selon le ROEE, Hydro-Québec a reconnu implicitement le fait que le potentiel commercial du programme GDP Affaires est plus grand que les présentes cibles, entre autres en vertu de ses choix en matière de la recherche d'un équilibre offre-demande.

Ainsi, en réponse à la question no.3.1 de la demande de renseignements no.1 de la Régie, Hydro-Québec répondait ceci :

⁹ HQD - Demande relative au programme GDP Affaires, (D) observations, en ligne, <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=452&phase=1&Provenance=D&generate=true>

¹⁰ Tel que des heures supplémentaires, voire notamment D-0012

¹¹ B-0007, annexe B, planche nommée « PROJET PILOTE GDP 2015-2016 SOMMAIRE DU BILAN »

«D'emblée, le Distributeur croit important de rappeler certaines notions relatives à la fixation de l'appui financier pour un programme commercial.

D'abord, 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.

En d'autres termes, le Distributeur doit tenter de déterminer quel est le niveau d'appui financier suffisant pour inciter une participation des clients à la hauteur visée par un programme. En ce sens, le Distributeur n'estime pas approprié de baser uniquement son appréciation du niveau d'appui financier sur les coûts pour les clients....» (Nous soulignons)

Cela indique que les visées du programme sont sous la barrière du potentiel commercial.

Par ailleurs, dès le dossier tarifaire 2017-2018, le ROEÉ déplorait le faible niveau de la cible du programme et recommandait que la Régie demande à Hydro-Québec d'accroître la cible du programme GDP Affaires.¹² En complément de réponse à la question 3.1 du ROEÉ dans le dossier tarifaire de 2017-2018 quant aux barrières commerciales et/ou techniques qui amenaient Hydro-Québec à limiter l'objectif de ce programme, Hydro-Québec répondait qu'il faisait preuve de prudence afin de maintenir une saine gestion de son bilan offre-demande :

« Ce programme en étant à sa première année d'exploitation, le Distributeur demeure prudent sur le potentiel à terme du marché. Certains paramètres et résultats de ce programme ne pourront être évalués qu'après quelques d'années d'exploitation. Par ailleurs, cette prudence du Distributeur ne relève pas de barrières commerciales ou techniques comme le laisse entendre la question de l'intervenant, mais bien d'une saine gestion de son bilan offre-demande, et ce, dans un contexte d'introduction d'un nouveau type d'intervention pour ses clients et de son impact en matière de fiabilité d'approvisionnement. »¹³ (Nous soulignons)

Donc, il semble assez clair que malgré l'absence d'étude de sensibilité sur le sujet, l'estimation du potentiel de participation au programme est présentement très (voir trop) prudente.

¹² R-3980-2016, C-ROEÉ-0013, page 10

¹³ R-3980-2016, B-0096, HQD-16, Document 9.1, page 7

1.3 Estimation du potentiel commercial du programme GDP Affaires

Ainsi, selon le ROEÉ le PTÉ est largement supérieur au MW associé présentement au programme¹⁴. Le ROEÉ a questionné Hydro-Québec sur cet aspect en audience de contestation puisque selon le ROEÉ considère que les MW associés au programme ne peuvent pas légitimement constituer un potentiel commercial.

En audience Hydro-Québec réitérait sa position :

« R. Bonjour. Écoutez, on va essayer d’y aller de façon un peu plus collaborative et collégiale. Effectivement, je pense qu’en vous référant à 2.1, c’est aux yeux du Distributeur, avec les paramètres qui sont au dossier présentement, le potentiel commercial lié à la GDP Affaires telle qu’elle est désignée aujourd’hui. Évidemment, le lien que vous faites avec le potentiel technico-économique qui y va mesure par mesure, on n’est pas là du tout, dans le sens où nous, la trame qu’on a prise en faisant cette offre commerciale là au client, c’est de lui laisser la latitude d’agir selon les moyens qu’il préconise en lien avec ce qui est demandé. Donc, c’est un programme de gestion de puissance à l’appel, donc c’est le Distributeur qui sollicite le client au moment opportun.

Donc, compte tenu des paramètres qui sont en place, du pilote qui a été fait il y a trois ans, de la montée en charge de ce programme-là, c’est pour nous, à ce stade-ci – évidemment, on va ajuster au fil du temps, c’est toujours pareil, une réalité commerciale elle s’ajuste constamment – mais à ce stade-ci, c’est la prévision qu’on fait du potentiel commercial de ce programme-là compte tenu du bassin de clients auquel il s’adresse. Je ne sais pas si ça répond mais, essentiellement, c’est ça. »¹⁵ (Nous soulignons)

Selon le ROEÉ, il semble donc qu’Hydro-Québec ne connaisse pas vraiment le potentiel commercial du programme GDP Affaires. D’ici à ce qu’une étude établisse ce potentiel, le ROEÉ suggère qu’attendu :

- **Que le potentiel technico-économique cumulatif de potentiel de gestion de la demande en puissance des divers usages de l’électricité totaliserait environ 2070 MW;**
- **Que les barrières techniques et commerciales ne sont pas majeures;**

¹⁴ B-0015, question 2.1

¹⁵ A-0018, page 13

- Qu'Hydro-Québec limite la participation de la clientèle et fonction des objectifs qu'il souhaite atteindre;
- Que l'aide financière du programme semble résoudre la barrière économique à la mise en œuvre des mesures de gestion de la demande en puissance;
- Que le respect de l'intérêt public réside dans le recours au GDP qui atteint un niveau optimal afin d'assurer aux consommateurs des approvisionnements suffisants, de tarifs justes et la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable;

La Régie devrait :

Demander à Hydro-Québec de retenir, d'ici à ce qu'une étude formelle soit complétée; un potentiel d'au moins 1000 MW, soit moins de 50 % du PTÉ tel qu'évalué. (Recommandation 1)

Demander à Hydro-Québec de présenter une évaluation formelle du potentiel commercial de gestion de la demande en puissance du programme GDP Affaires. (Recommandation 2) .

1.4 Mise à jour de l'étude de potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance

En réponse à la question no. 3 de la DDR du ROEE qui demandait, si Hydro-Québec considérait qu'il y aurait lieu de la mettre à jour l'étude de potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance, celui-ci répondait qu'il prévoyait faire une mise à jour dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement¹⁶.

Le ROEE considère que la mise à jour de l'étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance qu'Hydro-Québec s'apprête à entreprendre en vue du prochain plan d'approvisionnement représente une excellente opportunité d'étudier le potentiel commercial maximal réalisable en gestion de la demande en puissance.

De plus, dans sa requête tarifaire 2019-2020, Hydro-Québec indiquait que les coûts du stockage sont en décroissance et que cette technologie connaît présentement un essor.¹⁷

¹⁶ B-0023, question 3

¹⁷ R-4057-2018, HQD-13, Document 1, page 6

Tel que l'indiquait le ROEE dans sa demande d'intervention dans le dossier tarifaire 2019-2020 d'Hydro-Québec, le ROEE est d'avis que le stockage d'énergie représente une avenue technologique intéressante de gestion de la demande de pointe.¹⁸

Le stockage d'énergie ne fait pas partie du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance étudié en 2012 et pourrait fort bien avoir un impact positif considérable tant sur l'ampleur du potentiel technico-économique et commercial que sur la problématique de la reprise de charge puisqu'il pourrait permettre de la moduler dans le temps.

C'est pourquoi le ROEE recommande à la Régie qu'elle demande à Hydro-Québec :

- **D'étudier le potentiel commercialement réalisable du programme GDP Affaires lors de la mise à jour de l'étude de potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance (Recommandation 3); et**
- **D'étudier l'impact du stockage d'énergie en tant que nouvelle mesure de gestion de la demande en puissance (Recommandation4).**

¹⁸ R-4057-2018, C-ROEE-0002, page 5.

2.0 LE RECOURS À L'EFFACEMENT PAR PRODUCTION LOCALE D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIE FOSSILE

Comme indiqué dans la première section de ce rapport, la production locale d'électricité à partir d'énergie fossile par groupes électrogènes de secours représente un potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance de 610 MW¹⁹, soit environ le tiers du potentiel total de gestion de la demande en puissance dans le secteur affaires.

Il est important de noter que le coût évité en puissance de cette mesure est de 30\$/kW-an²⁰, soit moins de la moitié du montant de l'aide financière accordée au participant au programme GDP Affaires.

En réponse à la question no.5 de la demande de renseignements no.1 du ROEE qui demandait s'il serait techniquement possible pour un participant de convertir son système biénergie au profit du stockage thermique dont le potentiel technico-économique est similaire pour poursuivre sa participation au programme tout en évitant d'avoir recours aux énergies fossiles, Hydro-Québec répondait ceci :

« Une telle mesure serait techniquement possible mais improbable pour des raisons économiques. En effet, le stockage thermique représente des investissements très importants et serait difficilement rentabilisé à travers l'appui financier et les modalités prévues au Programme. » (Nous soulignons)²¹

Le coût évité du stockage thermique, dont le potentiel est similaire à la biénergie avec 1 220 MW²², mais qui est beaucoup moins polluant que l'utilisation de combustible fossile pour le chauffage des locaux, est de 26\$/kW-an²³, soit un peu plus du tiers du montant accordé par Hydro-Québec dans le cadre de son programme GDP Affaires..

¹⁹ HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, p. 8, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

²⁰ idem

²¹ B-0023

²² HQD, POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE RÉSEAU INTÉGRÉ, 2012-11-01, p. 8, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

²³ idem

En réponse à la question no.6 de la demande de renseignements no.1 du ROÉÉ qui demandait si Hydro-Québec pourrait envisager une modulation de l'aide financière du programme en fonction du type de mesure de gestion de la demande en puissance²⁴, Hydro-Québec nous réfère à la réponse à la question 8.2 de la DDR no. 1 de la Régie de l'énergie qui demandait si Hydro-Québec prévoit favoriser les participants dont la réduction de puissance est obtenue par un moyen autre que l'utilisation d'énergies fossiles, et le cas échéant, d'indiquer les critères ou les moyens utilisés pour ce faire :

« 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. » (Nous soulignons)²⁵

Selon le ROÉÉ, le désir de simplicité des modalités d'application du programme suscite une impression qu'Hydro-Québec pourrait payer plus cher que la valeur réelle du kW effacé. Il serait pourtant possible d'évaluer la valeur d'un kW effacé en fonction de son coût évité d'une part, du niveau probable d'investissement qu'il

²⁴ B-0023, question 6

²⁵ B-0015, question 8.2

représente pour le client participant (bien que le coût du client ne puisse être quantifié exactement, tel que l'indique Hydro-Québec²⁶) et de ses qualités environnementales.

Par exemple, nous sommes d'avis qu'il serait préférable que le programme octroie une aide financière moins généreuse pour une mesure requérant un investissement relativement faible et très polluante et inefficace tels que les groupes électrogènes que pour une mesure comme le stockage thermique qui est beaucoup plus efficace et non polluant mais qui requiert des investissements plus importants pour le client tel qu'indiqué par Hydro-Québec en réponse à la question no.5 du ROEE²⁷.

Il en est de même pour le chauffage biénergie qui requiert peu d'investissements pour les clients ayant des installations existantes et qui polluent aussi, mais moins que les groupes électrogènes.

C'est pourquoi le ROEE recommande que l'aide financière soit modulée en fonction de son coût évité d'une part, de l'investissement qu'il représente pour le client participant, et de ses qualités environnementales (Recommandation 5).

À titre indicatif et en nous fiant à l'évaluation du PTÉ, le ROEE suggère à la Régie des aide financières potentielles afin d'exemplifier son propos. Évidemment celles-ci peuvent être améliorées selon l'information à la disposition d'Hydro-Québec.

Tableau 1 : proposition d'aide financière pour le programme de GDP Affaires d'Hydro-Québec par le ROEE

Type de mesure	aide financières proposée (\$/kWh)
Groupes électrogènes	30
Biénergie	50
Mesure de Stockage	100

²⁶ B-0007, page 16

²⁷ B-0023, question 5

3.0 LES MODALITÉS D'UN ENGAGEMENT CONTRACTUEL À LONG TERME AVEC LES PARTICIPANTS

Dans son complément de preuve additionnel, Hydro-Québec indique ceci :

« 3. Possibilité d'un engagement à long terme

Un engagement à long terme des clients pourrait être envisagé dans la mesure où un engagement de même durée serait aussi offert par le Distributeur.

Toutefois, le Distributeur souligne que ce type d'engagement représente une contrainte importante dans ce marché lors de la négociation des baux avec de nouveaux locataires ou lors de la vente d'immeubles, par exemple.

Le Distributeur rappelle en outre que l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance est offerte à la clientèle visée par le Programme mais qu'après quelques années, la participation à cette option est pratiquement nulle.

Le Distributeur croit toutefois qu'une formule d'engagement à plus long terme serait possible, mais devra être laissé au choix du client et non une condition de participation au Programme. De plus, pour les raisons invoquées précédemment, un tel engagement du client devra être compensé par un appui financier bonifié pour pallier les risques d'affaires. De plus, afin d'être commercialement applicable, cet engagement ne pourrait probablement pas dépasser cinq ans. » (Nous soulignons)²⁸

Le ROÉÉ considère qu'un engagement à long terme est souhaitable et même souhaité des participants et des autres intervenants ayant déposé des observations dans le présent dossier.

Le ROÉÉ considère aussi que la contrainte évoquée par Hydro-Québec en lien avec les transactions commerciales des participants ne sont pas suffisantes pour empêcher de considérer l'adoption d'un tel engagement.

Le ROÉÉ n'est pas convaincu que l'engagement du client devrait être optionnel, puisque la stabilité du programme est aussi un critère de participation pour la clientèle. Si Hydro-Québec n'en était pas convaincue, le ROÉÉ l'invite la Régie à demander à Hydro-Québec de sonder ses participants à ce sujet plutôt que de présumer de leur opinion à ce sujet.

²⁸ B-0010, p.7

Enfin, le ROEÉ est d'avis qu'un engagement de cinq (5)ans devrait faciliter la justification de l'utilisation du coût évité de long terme pour évaluer la rentabilité du programme.

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie qu'elle exige qu'Hydro-Québec rende obligatoire l'engagement pour une période de 5 ans des clients désirant participer au programme (Recommandation no.6).

Si toutefois la Régie ne désirait pas emprunter cette voie, le ROEÉ est d'avis que l'aide financière devrait être aussi modulée en fonction de la durée d'engagement du client.

4.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Le ROEÉ appuie le Programme GDP Affaires dans son ensemble. et réserve pour sa plaidoirie le traitement de la nature juridique de cette mesure.

Le ROEÉ réitère la priorité qu'il accorde à l'exploitation du plein potentiel commercial de gestion de la demande en puissance avant toute autre acquisition de moyen de production de long terme.

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la Régie de :

- **Demander à Hydro-Québec de retenir, d'ici à ce qu'une étude formelle soit complétée; un potentiel d'au moins 1000 MW, soit moins de 50 % du PTÉ tel qu'évalué (Recommandation 1);**
- **Demander à Hydro-Québec de présenter une évaluation formelle du potentiel commercial de gestion de la demande en puissance du programme GDP Affaires (Recommandation 2);**
- **Demander à Hydro-Québec d'étudier le potentiel commercialement réalisable du programme GDP Affaires lors de la mise à jour de l'étude de potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance (Recommandation 3);**
- **Demander à Hydro-Québec que la mise à jour prévue de l'étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance considère l'impact du stockage d'énergie en tant que nouvelle mesure de gestion de la demande en puissance (Recommandation 4).**

Le ROEÉ recommande aussi que le programme GDP Affaires soit modifié afin :

- **que l'aide financière soit modulée en fonction de son coût évité d'une part, de l'investissement qu'il représente pour le client participant, et de ses qualités environnementales (Recommandation 5);**
- **que la participation au programme GDP Affaires soit conditionnelle à un engagement de 5 ans de la part des participants, sinon que l'aide financière soit modulée aussi en fonction de la durée de l'engagement (Recommandation 6).**