

PROGRAMME GDP AFFAIRES

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. ENJEUX SUR LES APPROVISIONNEMENTS.....	6
2.1. Le bilan en puissance.....	6
2.2. Contribution du Programme au bilan en puissance	6
2.3. Planification de court terme	9
3. ASPECTS COMMERCIAUX.....	10
3.1. Exigences pour les clients	10
3.2. Fixation d'un juste prix pour l'appui financier	11
3.3. Importance de l'appui financier global	12
3.4. Délais de mise en place d'un programme commercial.....	12
3.5. Stabilité du Programme.....	13
4. ANALYSES ÉCONOMIQUES	14
5. COMPTABILISATION DE L'APPUI FINANCIER	16
6. CONCLUSION	16

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017	7
Tableau 2 : Bilan en puissance (sans les programmes commerciaux en GDP)	9
Tableau 3 : Résultats du programme GDP Affaires	13
Tableau 4 : Principaux paramètres	15
Tableau 5 : Résultats de l'analyse économique.....	15

1. CONTEXTE

1 Dans le cadre du dossier R-3933-2015, le Distributeur annonçait le lancement d'un projet
2 pilote en gestion de la demande en puissance (GDP) pour l'hiver 2015-2016 dans vingt
3 projets représentatifs du marché commercial et institutionnel¹. L'objectif d'une telle initiative
4 était de mettre l'accent sur les projets en gestion de la demande en puissance afin de
5 combler des besoins en puissance de long terme, lesquels sont récurrents depuis plusieurs
6 années. Ce projet pilote a permis de valider les modalités de l'offre commerciale et de les
7 ajuster afin de répondre aux besoins, à la fois des clients et du Distributeur.

8 Compte tenu des résultats satisfaisants, tant en ce qui concerne l'effacement des kW en
9 période de pointe que l'acceptabilité pour les clients, le Distributeur a lancé en avril 2016 sa
10 nouvelle offre commerciale « GDP affaires » (le « Programme ») ciblant les bâtiments des
11 secteurs commercial et institutionnel, de même que les bâtiments du marché industriel de
12 petite et moyenne puissances². Depuis son lancement, ce programme commercial s'est
13 avéré être un franc succès, constituant ainsi pour le Distributeur un moyen supplémentaire
14 de gestion en puissance lui permettant d'obtenir un service équivalent à un
15 approvisionnement de long terme, tout en lui offrant davantage de flexibilité à un coût
16 inférieur.

17 Le programme présente des résultats très encourageants, l'effacement réel pour l'hiver
18 2017-2018 ayant d'ailleurs atteint 287 MW. Toutefois, dans sa décision D-2018-025, la Régie
19 s'interroge sur la rentabilité du Programme, notamment sur la concordance entre l'appui
20 financier offert et la valeur du coût évité. Plus spécifiquement, la Régie questionne
21 notamment l'opportunité d'utiliser, aux fins de l'analyse économique, le coût évité en
22 puissance de long terme pour une mesure qui, selon elle, relève plutôt d'un
23 approvisionnement de court terme³.

24 Par ailleurs, la Régie s'interroge également sur la nature juridique du Programme. À cet
25 égard, elle relève que le Distributeur inscrit le Programme comme une mesure pour la
26 gestion de puissance, alors qu'il gère l'appui financier comme s'il s'agissait d'un coût
27 d'approvisionnement.

28 La présente preuve a donc pour objectif de fournir les informations nécessaires afin de
29 répondre aux questionnements de la Régie et ainsi permettre l'autorisation de la présente
30 demande.

¹ Pièce HQD-10, document 1 (B-0042), section 3.2, « Programme Charges interruptibles – Bâtiments CI ».

² Dossier R-3980-2016, pièce HQD-10, document 1 (B-0043), section 3.2, « Programme Charges interruptibles – Bâtiments CI ».

³ Décision D-2018-025, paragraphes 263 à 266.

2. ENJEUX SUR LES APPROVISIONNEMENTS

2.1. Le bilan en puissance

1 Le bilan en puissance du Distributeur, déposé chaque année dans les plans
2 d'approvisionnement et leurs états d'avancement, a pour objectif de présenter la planification
3 de l'ensemble des ressources dont dispose le Distributeur pour répondre aux besoins en
4 pointe, et ce, sur un horizon de dix ans. Le bilan en puissance permet ainsi d'identifier
5 suffisamment à l'avance le besoin pour de nouveaux approvisionnements et d'ajuster la
6 stratégie d'approvisionnement en conséquence.

7 De plus, le Distributeur a la responsabilité de sécuriser à l'avance ses approvisionnements
8 afin d'assurer l'équilibre offre-demande en pointe et de respecter le critère de fiabilité du
9 Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et celui de la Régie. Avant l'acquisition de
10 nouveaux moyens de long terme, le Distributeur optimise ses moyens existants et s'appuie
11 sur la contribution des marchés de puissance de court terme jusqu'à un potentiel maximal de
12 1 100 MW⁴.

2.2. Contribution du Programme au bilan en puissance

13 Dans l'état d'avancement 2017, le bilan en puissance montrait des besoins de puissance de
14 long terme dès l'hiver 2022-2023.

⁴ Dans sa décision D-2017-140, la Régie s'est déclarée satisfaite des explications du Distributeur quant à la capacité des marchés voisins de contribuer aux besoins en puissance du Distributeur à la pointe (paragraphe 172).

**TABLEAU 1 :
BILAN EN PUISSANCE PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
HQP	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	100	250	400	400	400
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
▪ Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	1 440	1 500	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance, dont :	440	500	520	540	560	580	600	620
- GDP résidentielle	80	80	80	80	80	80	80	80
- Bâtiment Hydro-Québec	10	10	10	10	10	10	10	10
- GDP Affaires	350	410	430	450	470	490	510	530
Abaissement de tension	250							
Puissance additionnelle requise	0	200	500	850	1 100	1 250	1 600	1 900

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

1 Pour combler ses besoins en puissance et reporter l'acquisition d'approvisionnements de
2 long terme, le Distributeur tente depuis plusieurs années de diversifier son portefeuille de
3 moyens. Ainsi, au-delà de la contribution en puissance du bloc d'électricité patrimoniale et
4 des contrats de long terme, le Distributeur mise sur des moyens de gestion de pointe plus
5 flexibles tels que les interventions en gestion de la demande en puissance et plus
6 précisément l'option d'électricité interruptible et les programmes commerciaux en GDP
7 (marchés affaires et résidentiel).

8 Concernant les programmes commerciaux en GDP, le Distributeur évalue le potentiel de la
9 contribution en puissance qu'il peut acquérir et l'inscrit à son bilan à des fins de planification
10 pour les dix prochaines années.

11 Les programmes commerciaux en GDP comportent néanmoins des particularités. D'une
12 part, l'atteinte du plein potentiel d'un programme commercial s'échelonne généralement sur
13 plusieurs années. Le caractère commercial de ce moyen de gestion implique
14 nécessairement le déploiement, par le Distributeur, d'une stratégie de mise en marché pour
15 susciter la participation des clients visés. Par conséquent, la pénétration du marché est
16 progressive. Le temps requis pour que cette pénétration soit significative peut s'apparenter
17 aux délais relatifs à un processus d'appel d'offres.

18 D'autre part, une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. Il doit
19 donc développer un lien de confiance avec ses clients en proposant chaque année des

1 modalités similaires ainsi qu'un appui financier suffisamment attrayant pour qu'ils soient
2 incités à renouveler leur adhésion. À ce sujet, lequel sera plus amplement développé dans la
3 section 3, le Distributeur tient à réitérer que le montant de l'appui financier a été déterminé
4 en fonction du prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour
5 participer au Programme. Le coût évité de long terme constitue uniquement le prix maximum
6 au-delà duquel le programme ne serait plus rentable.

7 Ainsi, si le lien de confiance est respecté, la contribution en puissance inscrite au bilan
8 pourra être maintenue. D'ailleurs, comme il est expliqué à la section 3, la grande majorité
9 des participants renouvellent leur participation au Programme. La vaste expérience du
10 Distributeur dans la commercialisation de tels programmes lui indique que les clients qui
11 quitteraient le programme seraient remplacés par de nouveaux participants. En d'autres
12 termes, malgré l'absence d'un engagement de long terme de la part des clients, leur grand
13 nombre fait en sorte que le Distributeur peut compter sur une stabilité de leur contribution en
14 puissance. C'est pourquoi, les programmes commerciaux en GDP peuvent être considérés
15 comme un moyen de gestion de puissance de long terme, au même titre que les autres
16 contrats de long terme, et être inscrits au bilan.

17 De plus, ce moyen ne peut pas être considéré comme un moyen de court terme puisque,
18 comme explicité à la section 2.3, les quantités de puissance de court terme, acquises à
19 l'automne, fluctuent d'une année sur l'autre, et ce, en fonction des besoins du Distributeur
20 pour l'hiver à venir et de la profondeur du marché de court terme. Il ne serait donc pas
21 envisageable d'appliquer le même processus dans le cas du Programme car, d'un point de
22 vue commercial, les clients doivent avoir l'assurance que le Programme soit maintenu afin de
23 prévoir la mise en place de mesures opérationnelles leur permettant de s'effacer à la
24 demande du Distributeur. Pour cette raison, les programmes commerciaux en GDP ne
25 peuvent pas être utilisés comme un moyen de gestion de court terme. À cet effet, le signal
26 de coût évité de court terme, soit 20 \$/kW-hiver, ne constitue donc pas un signal de coût
27 pertinent et économiquement représentatif de la valeur du produit.

28 Par ailleurs, s'il advenait que les programmes en GDP ne puissent plus être inscrits au bilan,
29 cela affecterait de façon importante les besoins en approvisionnement de puissance, ce
30 qu'illustre le tableau 2. Dans ce cas, la puissance additionnelle requise serait plus importante
31 et la contribution maximale des marchés de court terme serait atteinte plus rapidement. Cette
32 situation aurait pour effet de devancer le lancement d'un appel d'offres de long terme pour
33 répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021. À cet égard, le délai requis pour le lancement
34 d'un tel processus serait d'ailleurs trop court. Le Distributeur serait, par conséquent,
35 susceptible de ne plus respecter les critères de fiabilités exigés par le NPCC et la Régie, ce
36 qui impliquerait des conséquences tant monétaires que sur la crédibilité du Distributeur.

**TABLEAU 2 :
BILAN EN PUISSANCE (SANS LES PROGRAMMES COMMERCIAUX EN GDP)**

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve ⁽¹⁾	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
HQP	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	100	250	400	400	400
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
▪ Éolien (4 000 MW) ⁽²⁾	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	1 000							
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	-	-	-	-	-	-	-	-
Abaissement de tension	250							
Puissance additionnelle requise	200	700	1 000	1 400	1 650	1 850	2 200	2 500

Note (1) : Ce bilan se voulant illustratif, la réserve requise n'a pas été ajustée.

Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

1 La contribution des programmes en GDP et les efforts du Distributeur pour déployer et
 2 maintenir cette contribution permettent ainsi de repousser un approvisionnement de long
 3 terme à un coût estimé à 106 \$/kW-an (\$2015), basé sur les résultats du dernier appel
 4 d'offres de ce type (A/O 2015-01). De plus, ce moyen présente l'avantage d'être disponible
 5 et accessible à l'intérieur de la zone de contrôle du Québec, ce qui permet de maintenir
 6 intact le potentiel des livraisons en provenance des marchés voisins.

7 Puisque le Programme rend le même service qu'un approvisionnement de long terme, qu'il
 8 ne peut pas constituer un moyen de court terme et que l'atteinte de son plein potentiel prend
 9 quelques années, le signal de coût évité de long terme constitue le meilleur indicateur pour
 10 évaluer la rentabilité du Programme dès sa mise en place.

2.3. Planification de court terme

11 Comme mentionné à la section 2.1, le bilan en puissance présente la planification des
 12 approvisionnements requis pour répondre aux besoins tout en respectant le critère de
 13 fiabilité. L'horizon de cette planification est généralement de dix ans.

14 À chaque automne, le Distributeur s'assure d'équilibrer finement le bilan en puissance pour
 15 l'hiver à venir. Pour ce faire, les moyens de gestion⁵ sont établis avec les valeurs finales
 16 d'adhésion des participants, la configuration du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie est
 17 analysée en préparation de la pointe et la prévision de la demande à la pointe est revue,

⁵ L'option d'électricité interruptible et les programmes de GDP.

1 selon un scénario climatique moyen. Au besoin, des approvisionnements en puissance de
2 court terme de type UCAP sont acquis par le biais d'appels d'offres. Les participants aux
3 appels d'offres de puissance de court terme s'engagent à dédier des équipements pour
4 couvrir les besoins à la pointe du Distributeur.

5 Toutes les ressources identifiées dans le bilan, doivent être entièrement disponibles, et
6 exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur. Le bilan en puissance ainsi finalisé est
7 déposé au NPCC et à la Régie de l'énergie, généralement en novembre.

8 Par ailleurs, le Distributeur procède également, au cours de l'hiver, à une gestion serrée des
9 approvisionnements en énergie afin d'assurer l'équilibre offre-demande d'heure en heure.
10 Pour certaines heures, des achats d'énergie au-delà de l'électricité patrimoniale et des
11 livraisons en base des contrats de long terme peuvent être nécessaires. Plusieurs moyens
12 sont alors à la disposition du Distributeur, dont les achats d'énergie sur les marchés de court
13 terme, le recours à l'effacement en provenance des programmes de GDP ou la livraison
14 d'énergie en provenance des produits de puissance de court ou de long termes. La prise de
15 décision à l'effet d'utiliser un moyen ou un autre pour les livraisons en énergie dépend de
16 divers facteurs, notamment l'ampleur du besoin, la disponibilité des approvisionnements sur
17 les marchés, la disponibilité du transport, de même que le niveau des prix.

18 Ainsi, l'apport en puissance de tous les moyens du Distributeur, incluant les programmes
19 commerciaux en GDP, est crucial pour répondre aux besoins pendant l'heure de plus forte
20 charge prévue. Le Distributeur rappelle qu'il doit d'ailleurs faire la démonstration aux
21 autorités réglementaires que ces moyens sont suffisants. Cette planification est réalisée
22 selon un scénario climatique moyen.

23 Par la suite, l'évolution de l'offre et de la demande au cours de l'hiver (notamment les aléas
24 climatiques) fait en sorte que les moyens de puissance peuvent être utilisés ou non pour
25 approvisionner des besoins en énergie. Toutefois, quelle que soit l'utilisation qui aura été
26 faite de ces moyens, ces derniers étaient nécessaires au moment de la planification fine
27 réalisée à l'automne afin de respecter les critères de fiabilité.

3. ASPECTS COMMERCIAUX

28 Le Programme vise à réduire les besoins en puissance du Distributeur en période de pointe.
29 Sur demande du Distributeur, les clients participants réduisent leur puissance d'un niveau
30 convenu. La rémunération des participants est tributaire de la puissance ainsi rendue
31 disponible, soit de 70 \$/kW.

3.1. Exigences pour les clients

32 La participation au Programme requière des efforts de la part des clients, qu'ils soient d'ordre
33 pécuniaire ou touchant la gestion de leurs activités.

1 Pour certains clients, la participation au Programme peut requérir l'adaptation de leurs
2 installations ou l'achat d'équipements. L'appui financier doit être, au minimum, suffisant pour
3 couvrir ces coûts directs.

4 Par ailleurs, même en l'absence de toute dépense directe de la part du client, il est impératif
5 de retenir que la participation au Programme n'est pas sans conséquence sur ses
6 opérations.

7 Dans le cas d'un bâtiment, la réduction de la demande en période de pointe repose
8 généralement sur une baisse de l'usage du chauffage, laquelle peut être ou non compensée
9 par un préchauffage du bâtiment. Mais quelle que soit la stratégie adoptée, il existe un risque
10 d'affecter le niveau de confort des occupants, en plus de complexifier la gestion du bâtiment.
11 Ceci est un facteur non négligeable dans le secteur immobilier, puisque les gestionnaires de
12 l'immeuble peuvent s'exposer à des plaintes et même, dans certains cas, des demandes de
13 compensation financière de la part des locataires.

14 Dans le cas d'un client industriel, sa participation au Programme peut impliquer qu'il doive
15 suspendre, devancer ou reporter des activités de production, avec toutes les conséquences
16 sur le respect de ses délais et des engagements auprès de ses clients.

17 Le Distributeur rappelle que les modalités du Programme ne prévoient qu'un préavis de
18 quelques heures au client avant la demande de réduction de son appel de puissance. Ceci
19 nécessite de sa part une grande flexibilité.

20 D'ailleurs, si les modalités du Programme suscitent généralement une réaction positive de la
21 part des clients et partenaires, certains ont fait part au Distributeur que quelques éléments
22 pouvaient constituer un irritant, notamment le nombre d'heures d'interruption et les délais de
23 préavis. Plusieurs clients ont également souligné les impacts importants reliés à leur
24 participation au Programme.

3.2. Fixation d'un juste prix pour l'appui financier

25 Le montant de 70 \$/kW a été fixé afin de susciter un intérêt chez un nombre suffisant de
26 clients, dans une perspective de long terme. Le Distributeur a établi un niveau adéquat
27 d'appui financier en prenant en considération l'ensemble des contraintes et inconvénients
28 auxquels doivent faire face les clients participants, invoqués à la section 3.1.

29 Le Distributeur souligne également qu'hormis l'appui financier, le Programme n'offre pas de
30 réels avantages pour les clients, contrairement notamment aux projets d'efficacité
31 énergétique, pour lesquels les clients peuvent profiter, par exemple, de l'amélioration du
32 confort des occupants, de la modernisation de leurs équipements, de la réduction des coûts
33 d'entretien et de la facture énergétique ou encore de l'augmentation de la valeur de leur
34 bâtiment.

35 Les modalités du Programme, incluant le niveau d'appui financier, ont été testées dans le
36 cadre d'un projet pilote en 2015-2016. Dans le cadre de ce dernier, une cinquantaine de
37 clients majeurs et de partenaires du marché ont été rencontrés afin de valider l'acceptabilité

1 commerciale des modalités, de même que leur intérêt à soumettre des projets dans le cadre
2 du projet pilote et à promouvoir un éventuel programme auprès de leurs clients sur la base
3 des modalités proposées. Les partenaires rencontrés représentaient des milliers de clients
4 du marché visé. La majorité d'entre eux ont indiqué que les modalités du Programme sont
5 acceptables sur le plan commercial.

3.3. Importance de l'appui financier global

6 Le Distributeur souligne qu'au-delà de l'appui financier unitaire (\$/kW), la somme globale
7 reçue par le client a toute son importance. On doit en effet retenir que pour la plupart des
8 clients visés par le Programme, la facture d'électricité présente un coût important mais pas
9 nécessairement dominant.

10 Par exemple, pour un participant au Programme, une réduction de 500 kW de sa demande
11 en pointe amène un appui financier de 35 000 \$. Bien que cette somme puisse paraître
12 importante, elle doit être mise en relation avec, d'une part, l'ensemble de ses coûts
13 d'opération et, d'autre part, les inconvénients que lui amène sa participation. Pour le marché
14 visé, une telle réduction ne représente qu'une faible fraction de la facture énergétique des
15 clients, selon la taille des bâtiments et le segment de marché. De plus, pour obtenir la totalité
16 de cette somme, le client doit répondre à chaque appel du Distributeur (jusqu'à concurrence
17 de cent heures), sans égard à ses contraintes opérationnelles.

18 Une réduction de l'appui financier, par exemple à 20 \$/kW, se traduirait par un appui total de
19 seulement 10 000 \$. Il est clair qu'à ce niveau, peu de clients seraient intéressés à participer.

3.4. Délais de mise en place d'un programme commercial

20 Comme mentionné à la section 2.2, un programme commercial peut prendre plusieurs
21 années après son déploiement avant d'atteindre la pénétration attendue. Le Distributeur
22 rappelle les différentes étapes menant au déploiement du Programme.

23 Une fois la conception du Programme et la préparation de son implantation terminées,
24 celui-ci est présenté aux associations de clients et partenaires techniques. Ces derniers
25 seront appelés à supporter les clients intéressés à participer. Des présentations
26 personnalisées, visant à offrir davantage de précisions et répondre aux questions plus
27 pointues, sont également offertes aux partenaires techniques qui le requièrent.

28 Ces premières étapes, qui nécessitent plusieurs semaines, permettent aux
29 différents partenaires de bien maîtriser toutes les modalités du Programme. Ainsi, au
30 moment d'en faire la promotion auprès des clients, ils seront à même de jauger
31 adéquatement les risques, contraintes et bénéfices pour les participants.

32 Par la suite, le Distributeur et ses partenaires du marché entreprennent un démarchage
33 auprès des clients potentiels. Les clients intéressés, avec l'appui de leurs partenaires,
34 procèdent alors à l'analyse du potentiel de réduction de puissance. Ils identifient les moyens
35 techniques à mettre en place pour atteindre ce potentiel. Ils soupèsent également les risques

- 1 qu'implique une participation au Programme, les contraintes pour les gestionnaires des
2 équipements et les bénéfices que peut en tirer le client.
- 3 Enfin, fort des analyses réalisées, le client doit décider de sa participation ou non au
4 Programme. La durée du délai pour ce faire varie selon les entreprises. Il peut aisément
5 s'étendre sur plusieurs semaines.
- 6 Une fois la décision prise de participer au Programme, le client doit implanter les mesures
7 qui lui permettront d'atteindre la réduction convenue de sa demande en puissance. Avant la
8 période hivernale, le client doit également procéder à des essais des mesures et apporter les
9 correctifs nécessaires, au besoin.
- 10 Enfin, le Distributeur doit s'assurer d'obtenir les coordonnées de tous les clients participants,
11 afin de pouvoir communiquer rapidement avec eux lors du déclenchement d'une période
12 d'interruption. Ces milliers d'adresses courriel doivent être saisies et testées à au moins deux
13 reprises, ce qui peut facilement prendre plus de trois semaines.
- 14 L'ensemble de toutes ces démarches peut aisément s'étaler sur plusieurs mois. Pour cette
15 raison, l'annonce de la poursuite du Programme est normalement effectuée dès le mois
16 d'avril.
- 17 Les résultats à ce jour du Programme, présentés au tableau 3, démontrent clairement qu'une
18 période de démarrage est nécessaire afin qu'un tel programme atteigne son plein potentiel.

TABLEAU 3 :
RÉSULTATS DU PROGRAMME GDP AFFAIRES (MW)

2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
25	183	287	-

- 19 Ce que démontrent ces résultats, c'est qu'en cas de démarrage ou de redémarrage d'un
20 programme, il est impossible que celui-ci livre tout son potentiel dès la première ou même la
21 seconde année. Le Distributeur souligne qu'après trois ans, les résultats du Programme sont
22 encore en deçà de ceux visés à terme.
- 23 Il est illusoire de croire que le Distributeur pourrait suspendre le Programme pour quelques
24 années et espérer revenir rapidement aux résultats observés à temps pour répondre aux
25 besoins de pointe prévus d'ici 2022-2023. Les importants efforts déployés à ce jour pour faire
26 la promotion du Programme auprès des partenaires et des clients seront à recommencer.
- 27 En somme, la relance du Programme après quelques années d'interruption serait
28 équivalente à lancer un tout nouveau programme.

3.5. Stabilité du Programme

- 29 Afin d'assurer le succès du Programme ou de tout autre programme commercial, le
30 Distributeur doit miser sur une continuité de l'offre et un lien de confiance avec ses clients.

1 L'incertitude quant à la poursuite du programme risque d'engendrer une érosion du bassin
2 de clients existants et aura un impact négatif sur l'adhésion de nouveaux clients.

3 Comme le Distributeur l'a exposé précédemment, la participation au Programme est le fruit
4 d'un effort étalé sur plusieurs mois de la part des partenaires techniques, des clients et de la
5 force commerciale du Distributeur. Il s'agit d'un effort de préparation important en temps et,
6 parfois, en modification de leurs installations de la part des clients. Ni ces derniers, ni les
7 partenaires techniques ne consentiraient à un tel effort s'ils n'étaient pas convaincus de la
8 stabilité du Programme et de l'appui financier pour une durée significative.

9 À cet effet, le Distributeur souligne que, lors des rencontres de démarrage du Programme, le
10 sujet de la pérennité des besoins en puissance du Distributeur et, partant, du maintien du
11 Programme sur une longue période, a fait l'objet de plusieurs questions de la part des clients
12 et partenaires. Cet élément constitue donc clairement un enjeu.

13 Après une interruption du Programme, il sera plus difficile de convaincre les clients
14 participants de sa stabilité à long terme. Conséquemment, il existe un fort risque que ceux-ci
15 hésitent à participer à nouveau si le Programme devait être repris dans quelques années. On
16 ne peut ignorer le fait que la fermeture ou la suspension du Programme minerait de façon
17 durable la crédibilité du Distributeur auprès de ses partenaires et rendrait d'autant plus
18 difficile la relance d'un programme.

Fidélité des clients

19 En raison des efforts consentis par les clients pour mettre en place les mesures qui leur
20 permettent de participer au Programme, les clients choisissent dans la très grande majorité
21 des cas de renouveler leur engagement. À cet effet, le Distributeur souligne que 97 % des
22 participants au Programme à l'hiver 2016-2017 ont renouvelé leur engagement pour l'hiver
23 2017-2018.

24 Le Distributeur pourrait offrir aux clients qui le souhaitent un engagement multi-annuel de
25 participation afin, d'une part, de fidéliser davantage les clients et, d'autre part, de sécuriser la
26 contribution en puissance du Programme à la planification des moyens d'approvisionnement.
27 Le cas échéant, les modalités seraient présentées dans le cadre de la demande
28 d'approbation annuelle des budgets en efficacité énergétique du Distributeur.

4. ANALYSES ÉCONOMIQUES

29 Le Programme vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que
30 les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs
31 bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale du Distributeur. En contrepartie, le
32 Distributeur verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance
33 effectuée pendant ces périodes.

34 Depuis le lancement du Programme, le Distributeur a réalisé chaque année des analyses
35 économiques justifiant sa rentabilité. Pour ce faire, le Distributeur a eu recours aux tests

1 reconnu depuis une quinzaine d'années par la Régie, soit le test du coût total en ressources
 2 (TCTR), le test du client participant (TP) et le test de neutralité tarifaire (TNT).

3 Le Distributeur rappelle que le TCTR s'assure que les coûts évités (fourniture, transport et
 4 distribution) par le Programme compensent les coûts nécessaires à sa réalisation,
 5 indépendamment de qui fait la dépense (point de vue de la société). Le TP s'assure que le
 6 client soit incité financièrement à participer au Programme (point de vue du client). Le TNT
 7 permet d'estimer, d'une part, la marge de manœuvre économique du Distributeur et, d'autre
 8 part, la pression que pourrait exercer le programme sur les tarifs pour l'ensemble des clients
 9 du Distributeur (point de vue du Distributeur).

10 Ces trois tests économiques reposent sur les calculs de la VAN des différents flux
 11 monétaires pour l'horizon de temps étudié.

Illustration de la rentabilité du programme

12 Le tableau 4 présente les principaux paramètres de l'analyse économique et le tableau 5, la
 13 rentabilité du Programme exprimée sur une base unitaire.

**TABLEAU 4 :
 PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

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

**TABLEAU 5 :
 RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

TCTR [(1)-(2)+(2)-(3)]	166,64 \$
TP [(2)-(3)]	59,50 \$
TNT [(1)-(2)]	107,14 \$

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

1 Par ailleurs, pour adhérer au Programme, les clients doivent mettre en place des moyens
2 opérationnels (voir la section 3.1), lesquels pourraient engendrer des dépenses. Ces
3 dernières ne sont pas toujours récurrentes et peuvent varier d'un client à l'autre, ce qui les
4 rend difficilement quantifiables. Conséquemment, pour les fins de l'analyse économique, le
5 Distributeur utilise le montant d'appui financier minimal (MAFM) comme une approximation
6 du coût supporté par le client participant. Ainsi, sur une base unitaire, ce montant serait de
7 10,50 \$, soit 15 % de l'appui financier versé au client pour un 1 kW.

8 Le Distributeur a justifié à la section 2.2 l'utilisation du signal de coût évité de long terme
9 comme indicateur pour évaluer la rentabilité du Programme. La justification du niveau de
10 l'appui financier versé au client a été présentée aux sections 3.1 à 3.3. Sur la base de
11 l'ensemble de ces paramètres et des résultats des tests économiques réalisés, il est
12 démontré que le Programme est non seulement rentable du point de vue des clients
13 participants et de la société (le TCTR demeurant le test décisif pour toute intervention ou
14 programme en efficacité énergétique), mais qu'il l'est également pour le Distributeur et
15 l'ensemble de la clientèle.

5. COMPTABILISATION DE L'APPUI FINANCIER

16 Depuis le dossier R-3933-2015, le Distributeur a choisi de présenter l'appui financier alloué
17 aux programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles Bâtiments*
18 dans le budget des approvisionnements, au même titre que l'appui financier accordé aux
19 clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible.

20 Toutefois, les programmes en GDP ne découlent pas d'une option tarifaire. Ce sont des
21 programmes, au même titre que les autres interventions en efficacité énergétique. Pour cette
22 raison, le Distributeur se propose de comptabiliser dorénavant l'ensemble des coûts, incluant
23 l'appui financier découlant de ces programmes, dans le budget relatif aux interventions en
24 efficacité énergétique. De surcroît, si le Programme se poursuit comme prévu, on devrait
25 constater une certaine stabilisation de la puissance offerte et du budget associé. Cette plus
26 grande prévisibilité des résultats en facilitera l'intégration au budget alloué aux mesures en
27 efficacité énergétique.

28 Par ailleurs, le Distributeur souligne que le montant d'appui financier est traité comme les
29 autres coûts du Programme et a toujours été considéré dans l'analyse économique (voir
30 la section 4).

6. CONCLUSION

31 L'exercice de planification vise avant tout à assurer la fiabilité des approvisionnements pour
32 répondre aux besoins de la clientèle québécoise. Il exige le respect des critères de fiabilité
33 établis par le NPCC.

1 Dès lors que le Distributeur pourrait ne plus pouvoir compter sur la contribution en puissance
2 de la GDP, les besoins additionnels requis augmenteraient en conséquence et le potentiel
3 maximum de 1 100 MW des marchés de court terme serait atteint plus rapidement. Ainsi,
4 comme illustré au tableau 2 (section 2.2), si des besoins de long terme devaient apparaître
5 d'ici l'hiver 2020-2021, le délai nécessaire pour l'acquisition d'un approvisionnement long
6 terme, à travers le lancement d'un appel d'offres, serait trop court, mettant ainsi à risque le
7 respect du critère de fiabilité en puissance.

8 De plus, le Distributeur doit pouvoir bénéficier de toute la quantité de MW qu'il pourrait
9 acquérir auprès de sa clientèle grâce à un tel programme. À cet égard, le Distributeur tient à
10 souligner qu'il déploie beaucoup d'efforts pour développer des offres commerciales visant la
11 GDP, tant pour le marché résidentiel que commercial, dans la poursuite d'un objectif de
12 réduction des besoins de puissance totaux.

13 En effet, la contribution des programmes de GDP est considérée dans une perspective
14 globale, sans distinguer s'il s'agit d'un programme visant la clientèle résidentielle ou
15 commerciale. Ainsi, si certains programmes et notamment au secteur résidentiel n'obtiennent
16 pas pour l'instant les résultats escomptés, le programme GDP Affaires a permis au
17 Distributeur d'atteindre et dépasser ses objectifs en MW en compensant l'absence de
18 contribution du marché résidentiel. Par conséquent, le Distributeur réitère la nécessité
19 d'acquérir toutes les quantités qu'un programme de GDP pourra lui fournir.