

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DU ROÉÉ

Hydro-Québec - Demande relative au programme GDP Affaires

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-4041-2018

POTENTIELS DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Références

- i) Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance – Réseau intégré, État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf
- ii) Programme GDP Affaires, B-0004.
- iii) Programme GDP Affaires – Complément de preuve additionnel, B-0010

Préambule

Réf. i) : « 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. » (page 10)

...

**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

(page 11)

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

Les programmes commerciaux en GDP comportent néanmoins des particularités. D'une part, l'atteinte du plein potentiel d'un programme commercial s'échelonne généralement sur plusieurs années. Le caractère commercial de ce moyen de gestion implique nécessairement le déploiement, par le Distributeur, d'une stratégie de mise en marché pour susciter la

participation des clients visés. Par conséquent, la pénétration du marché est progressive. Le temps requis pour que cette pénétration soit significative peut s'apparenter aux délais relatifs à un processus d'appel d'offres. D'autre part, une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. » (page 7) (nous soulignons)

...

« Les résultats à ce jour du Programme, présentés au tableau 3, démontrent clairement qu'une 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	-

Ce que démontrent ces résultats, c'est qu'en cas de démarrage ou de redémarrage d'un programme, il est impossible que celui-ci livre tout son potentiel dès la première ou même la seconde année. Le Distributeur souligne qu'après trois ans, les résultats du Programme sont encore en deçà de ceux visés à terme. (page 13)

Réf. iii) : « 2. **Impact du Programme sans utilisation d'énergie fossile**

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre de façon précise à cette question. En effet, de nombreux clients peuvent avoir recours à la fois à une énergie de substitution et à d'autres moyens de réduction de leur demande. Il est donc difficile pour le Distributeur de connaître la contribution de chacun de ces moyens pour chaque client. Le Distributeur rappelle que l'appui financier est basé sur la réduction de puissance, soit l'écart entre la puissance de référence et la puissance réelle², laquelle est obtenue par une lecture du compteur du client. Ce dernier est libre d'utiliser les moyens qu'il juge nécessaires pour fournir cette réduction de puissance. Toutefois, le Distributeur estime que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %.

Le Distributeur souligne néanmoins que le Programme permet par ailleurs d'éviter des approvisionnements en puissance auprès des marchés limitrophes, dont les sources de production peuvent être fortement polluantes. » (page 6)

Demandes

1. Veuillez indiquer quel est le plein potentiel commercial de contribution de gestion de la demande en puissance estimée par Hydro-Québec en ii) en considérant les paramètres du programme GDP Affaires présentement en vigueur.
2. Veuillez commenter l'effet probable d'une hausse ou d'une baisse du montant offert par kw-an par Hydro-Québec sur l'atteinte du plein potentiel commercial de contribution de gestion de la demande en puissance.
3. Compte tenu que l'étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance date de 2012, est-ce qu'Hydro-Québec considère qu'il y aurait lieu de la mettre à jour?
4. À votre avis, est-ce que la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution dont il est question en iii) est répartie entre la biénergie et les groupes électrogènes dans les proportions similaires à celles du potentiel technico-économique dont il est question au tableau 4 de la référence i), soit 2 pour 1? Dans le cas contraire, veuillez commenter.
5. À votre avis, serait-il 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?
6. Est-ce qu'Hydro-Québec pourrait envisager une modulation de l'aide financière du programme en fonction du type de mesure de gestion de la demande en puissance? Sinon veuillez expliquer pourquoi ?
7. Est-ce que Hydro-Québec a étudié cette possibilité?
8. À la référence iii), selon Hydro-Québec, quelle proportion des approvisionnements en puissance sur les marchés limitrophes vient ou viendrait de sources de production fortement polluantes?
9. Est-ce que cette pollution est associée seulement à la production de l'électricité par la combustion d'hydrocarbures?

- 10.** Ou est-ce que Hydro-Québec considère également la pollution en GES et contamination associée à la production du charbon, du pétrole et du gaz, notamment par les techniques de fracturation et de forage horizontaux?
- 11.** À combien estime-t-elle Hydro-Québec la répartition de la production en question entre différents type d'énergie (hydroélectricité, renouvelables, charbon, pétrole, gaz de schiste)?

BILAN EN PUISSANCE

Références

- i) B-0004, page 7.
- ii) B-0010, page 6.

Préambule

Ref i)

TABEAU 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	250	250	250	250	250	250	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.

Ref ii) « Ce bilan préliminaire montre que, par rapport à l'État d'avancement 2017, la puissance additionnelle requise s'est accrue sur l'ensemble de la période. Ces besoins additionnels devront donc être approvisionnés par les marchés de court terme. L'accentuation de ce déséquilibre s'explique principalement par une révision à la hausse des besoins en puissance combinée à une diminution des quantités de MW prévues en GDP résidentielle et au retrait du programme de conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout. (nous soulignons)

**TABLEAU 1 :
BILAN DE PUISSANCE PRÉLIMINAIRE DU DISTRIBUTEUR**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 714	38 920	39 290	39 600	39 879	40 151	40 424
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 701	3 882	3 945	4 075	4 112	4 143	4 174	4 204
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable	600	600	600	850	1 000	1 000	1 000	1 000
dont puissance rappelée				250	400	400	400	400
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
• 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	320	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

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

Demandes :

12. Veuillez indiquer si Hydro-Québec a renoncé à toute volonté de mettre sur pied un programme d'interruption des chauffe-eau existants?
13. Veuillez indiquer où se trouve la contribution de la biénergie résidentielle et à combien elle se chiffre.

RÔLE ET POSITIONNEMENT DU PROGRAMME PAR RAPPORT AU DÉCRET RELATIF AUX CHAÎNES DE BLOCS

Références

- i): B-0007, page 18.
- ii): R-4045-2018, A-0009, page 206.

Préambule

Ref i) « Comme indiqué à l'alinéa 3 e) du décret no 646-2018 relatif à l'encadrement des consommateurs d'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, le Distributeur devra favoriser la distribution d'énergie en service non ferme, donc avec la possibilité d'interrompre les clients aux pointes du réseau. De fait, cette nouvelle demande n'affectera pas le bilan en puissance du Distributeur.

Le Programme est donc indépendant de ce décret. Toutefois, la possibilité d'interrompre la consommation des clients de chaînes de blocs inscrites au décret va dans le même sens que le positionnement du Programme, puisqu'elle reflète les préoccupations du Distributeur quant au bilan en puissance. »

Ref ii) « Environ quatre-vingt-douze (92) à quatre-vingt-quinze pour cent (95 %) dans le moins bon cas, peut-être soixante-quinze pour cent (75 %) de la charge qui est délestable, mais l'effet global est que quatre-vingt-douze pour cent (92 %) de la charge est délestable pour l'ensemble de l'AREQ.»

Demandes :

14. Est-ce qu'Hydro-Québec maintient que la nouvelle demande d'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs n'affectera nullement son bilan en puissance compte tenu que l'AREQ a indiqué dans le cadre du dossier R-4045-2018 qu'une partie seulement de la charge serait effaçable?
15. Veuillez expliquer comment serait facturée la puissance et l'énergie non délestable, le cas échéant.
16. Veuillez commenter l'offre de 500 MW du décret relatif aux chaînes de blocs sur la pertinence d'utiliser le coût évité de court terme versus le coût évité de long terme pour évaluer la rentabilité du programme GDP Affaires.

ÉLASTICITÉ-PRIX ET NOMBRE DE PARTICIPANT

Références

- i) B-0007, annexe B, planche nommée « PROJET PILOTE GDP 2015-2016 SOMMAIRE DU BILAN »
- ii) B-007. P.8
- iii) B-0007, p. 10

Préambule

Ref i) La référence 1 nous indique que la Réduction de puissance réelle obtenue en 2015 était de 25 MW alors que l'objectif était de 10 MW. Nous apprenons aussi que « Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP ». De plus, nous apprenons que « Le taux de satisfaction moyen des clients s'élevait à 4,9 sur une échelle de 5. »

Finalement, le distributeur constate que :

« Tous les clients ont indiqué qu'ils participeraient à la GDP pour l'hiver 2016-17 à l'exception de seulement 2 clients, soit : Un client qui n'était pas satisfait pour les raisons invoquées précédemment ;

Un client qui a signé un contrat avec Gaz Métro et qui n'a pas utilisé pas sa chaudière électrique au cours de l'hiver 2016-2017.

Ref ii) : Le tableau suivant nous fait une ventilation par type de clientèle. On remarque qu'en 2017-2018 que 25 % des MW économisés pour 2017-2018 proviennent d'établissement d'enseignement, près de 18 % de client « autres » et 17 % de commerce

de détail et entreprise de services.

TABLEAU 1 :
VENTILATION DES PROJETS PAR TYPES DE CLIENTS

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Projets	MW	Projets	MW	Projets	MW
Comm. de détail et entreprises de services	6	3	57	26	117	50
Édifices à bureaux	9	7	30	23	45	42
Centres de données	1	0	3	5	4	7
Établissements d'enseignement	12	8	65	55	71	72
Secteur de la santé	4	3	16	20	26	33
Secteur industriel	6	2	60	34	80	32
Autres	5	2	27	21	61	51
Total	43	25	258	183	404	287

Ref iii) Pour présenter les différents scénarios pour les calculs derrière les tests économiques, le distributeur a utilisé un appui financier par kW réduit de 70 \$

Demandes :

17. Veuillez indiquer quels avaient été les critères qui avaient motivé le montant de 70 \$ comme appui financier par KW réduit lors de l'élaboration du projet pilote GDP 2015-2016 ?
18. Veuillez donner des exemples de client « autres » à ii) (Tableau 1)?
19. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension du ROEE : outre l'exercice de bilan du projet pilote GDP, Hydro-Québec n'a pas réalisé d'exercice d'évaluation d'élasticité prix par rapport à l'appui financier pour le Programme GDP ?
20. Considérant que le nombre de MW et de clients ont connu une hausse importante entre 2015-2016 et 2017-2018 et qu'à elle seule la catégorie de client « établissement d'enseignement » atteint 7,2 fois les objectifs du projet pilote de GDP, selon vous est-il raisonnable de croire que si les appuis financiers par KW étaient réduit à environ 50 \$ ou 60 \$, le programme aurait été un succès ?

- 21.** Selon vous, est-ce qu'une hausse de l'appui financier à 100 \$ ou 150 \$ aurait un effet important sur le nombre de participants ou si les limites du nombre de participants sont atteintes ?

- 22.** Est-ce qu'Hydro-Québec pourrait envisager une modulation de l'aide financière du programme en fonction des besoins totaux en puissance estimés annuellement ?
Sinon, pourquoi ?