

PROGRAMME GDP AFFAIRES

COMPLÉMENT DE PREUVE ADDITIONNEL

TABLE DES MATIÈRES

INFORMATIONS DEMANDÉES PAR LA RÉGIE

1. MISE À JOUR DU BILAN DE PUISSANCE.....	5
2. IMPACT DU PROGRAMME SANS UTILISATION D'ÉNERGIE FOSSILE.....	6
3. POSSIBILITÉ D'UN ENGAGEMENT À LONG TERME	7
4. EXIGENCES DU NPCC	7
5. AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIFFÉRENTES APPROCHES.....	8

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan de puissance préliminaire du Distributeur.....	6
Tableau 2 : Avantages et inconvénients des différentes approches identifiées par la Régie..	9

1 Dans sa décision D-2018-076¹, la Régie ordonne au Distributeur de déposer les
2 compléments de preuve suivants :

- 3 1. mise à jour du bilan de puissance du Plan d'approvisionnement 2017-2026 depuis le
4 dépôt du suivi de novembre 2017 ;
- 5 2. présentation d'un portrait du Programme et de son impact en puissance, excluant le
6 recours à l'effacement par production locale d'électricité à partir d'énergie fossile ;
- 7 3. précision sur la possibilité, et le cas échéant, les modalités d'un engagement
8 contractuel à long terme avec les participants, par exemple à l'horizon du Plan
9 d'approvisionnement ;
- 10 4. présentation de façon précise, références à l'appui, des exigences du NPCC
11 permettant au Distributeur d'inscrire, au 1^{er} novembre précédant l'hiver, une quantité
12 de mégawatts (MW) à son bilan de puissance à partir des participants inscrits au
13 Programme, étant donné que, selon le Programme, ceux-ci n'ont pas l'obligation de
14 s'effacer à la demande du Distributeur ;
- 15 5. présentation d'une comparaison des avantages et des inconvénients, selon que les
16 objectifs du Programme GDP Affaires sont atteints :
 - 17 • en considérant le Programme comme en étant un d'efficacité énergétique
18 uniquement,
 - 19 • en lançant un appel d'offres, non pas pour un approvisionnement par
20 production de puissance, mais pour des offres de gestion de la demande à la
21 source,
 - 22 • en structurant le Programme comme une option tarifaire d'électricité
23 interruptible, combinée à un programme d'efficacité énergétique visant
24 l'implantation initiale de systèmes de gestion de la demande auprès des
25 nouveaux participants.

26 La présente pièce présente les informations demandées par la Régie.

1. Mise à jour du bilan de puissance

27 Le Distributeur souligne que le bilan présenté au tableau 1 est préliminaire et sera sujet à
28 des changements d'ici le prochain état d'avancement qui sera déposé à l'automne 2018.

29 Ce bilan préliminaire montre que, par rapport à l'État d'avancement 2017, la puissance
30 additionnelle requise s'est accrue sur l'ensemble de la période. Ces besoins additionnels
31 devront donc être approvisionnés par les marchés de court terme. L'accentuation de ce
32 déséquilibre s'explique principalement par une révision à la hausse des besoins en
33 puissance combinée à une diminution des quantités de MW prévues en GDP résidentielle et

¹ Paragraphe 14.

- 1 au retrait du programme de conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au
 2 mazout.
- 3 À la lumière de ce nouveau bilan, le Distributeur réitère que l'absence du Programme
 4 devancerait la nécessité d'acquérir un moyen d'approvisionnement de long terme.

**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.

2. Impact du Programme sans utilisation d'énergie fossile

6 Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre de façon précise à cette question. En effet,
 7 de nombreux clients peuvent avoir recours à la fois à une énergie de substitution et à
 8 d'autres moyens de réduction de leur demande. Il est donc difficile pour le Distributeur de
 9 connaître la contribution de chacun de ces moyens pour chaque client. Le Distributeur
 10 rappelle que l'appui financier est basé sur la réduction de puissance, soit l'écart entre la
 11 puissance de référence et la puissance réelle², laquelle est obtenue par une lecture du
 12 compteur du client. Ce dernier est libre d'utiliser les moyens qu'il juge nécessaires pour
 13 fournir cette réduction de puissance. Toutefois, le Distributeur estime que la part de la
 14 réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de
 15 50 %.

16 Le Distributeur souligne néanmoins que le Programme permet par ailleurs d'éviter des
 17 approvisionnements en puissance auprès des marchés limitrophes, dont les sources de
 18 production peuvent être fortement polluantes.

² Voir le Guide du participant, à l'annexe A de la pièce HQD-1, document 2 (B-0007).

3. Possibilité d'un engagement à long terme

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

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

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

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

4. Exigences du NPCC

15 Tout d'abord, le Distributeur rappelle que le Programme, contrairement à l'option d'électricité
16 interruptible, n'impose pas de pénalité directe aux clients qui ne s'effacent pas à la pointe.
17 Toutefois, le crédit fixe octroyé aux clients est calculé sur la base de la puissance moyenne
18 effacée. Cette façon de faire s'avère être un levier qui a vraisemblablement le même effet
19 dissuasif qu'une pénalité. En effet, les clients ont tout intérêt à s'effacer suite à un appel du
20 Distributeur s'ils veulent obtenir le maximum du crédit octroyé pour un effacement donné. À
21 titre illustratif, un client appelé 2 fois et qui s'efface à chaque fois pour 1 MW obtiendrait un
22 crédit de 70 000 \$. Si le même client s'efface seulement 1 fois alors qu'il a été appelé 2 fois,
23 son effacement moyen serait de 0,5 MW, ce qui lui vaudrait un crédit de 35 000 \$, soit un
24 manque à gagner de 35 000 \$.

25 Quant aux exigences du NPCC, ce dernier reconnaît la GDP comme moyen de gestion à
26 inscrire au bilan qui contribue à l'atteinte du respect du critère de fiabilité comme toute autre
27 ressource. Le NPCC, dans son NPCC Reliability Reference Directory # 1 - Design and
28 Operation of the Bulk Power System³, stipule la manière dont ce moyen devrait être
29 modélisé :

30 « 1.5 Modeling of Demand Side Resource and Demand (Load) Response programs :

31 1.5.1 Description should include how such factors as in-service date uncertainty, rating,
32 availability, performance and duration are addressed. »

³ https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf; Annexe D,
p. 5.

1 Ainsi, le NPCC n'impose pas d'exigences particulières. Il revient à l'entité de déterminer
2 quelles seraient les conditions à exiger afin d'assurer un approvisionnement fiable dans le
3 but de respecter le critère.

4 De plus, pour s'assurer que la GDP soit une ressource fiable au même titre qu'une ressource
5 conventionnelle, le Distributeur ajoute une réserve à celle-ci de 17 %. Cette réserve est
6 déterminée en utilisant un modèle qui tient compte des modalités de cette ressource. La
7 réserve représente une couverture de l'incertitude associée à la GDP.

8 Enfin, le Distributeur est confiant que l'expérience qu'il acquerra au cours des prochaines
9 années lui permettra de confirmer que la GDP est réellement un approvisionnement fiable
10 sur lequel il pourra compter et continuer à inscrire au bilan.

5. Avantages et inconvénients des différentes approches

11 Le Distributeur souligne que, quel que soit le mode de traitement, l'objectif du Programme
12 reste identique dans les trois cas envisagés par la Régie, à savoir, être reconnu comme un
13 moyen de gestion de long terme afin de contribuer au bilan en puissance pour satisfaire les
14 besoins en pointe tout en respectant les critères de fiabilité en puissance de la Régie et du
15 NPCC.

16 Le tableau 2 présente les avantages et inconvénients des différentes approches envisagées
17 par la Régie.

**TABLEAU 2 :
AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIFFÉRENTES APPROCHES IDENTIFIÉES PAR LA RÉGIE**

	Avantages	Inconvénients
Programme efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Concept et modalités déjà testés et bien acceptés par les clients et partenaires • Grande flexibilité opérationnelle et modalités ajustables à terme pour s'adapter aux enjeux du Distributeur • Gestion du paiement de l'aide financière plus simple car effectué par le même système de versement d'appui financier que celui utilisé pour les programmes d'EÉ • Concept très flexible pour les clients et partenaires (approche avec ou sans engagement, options d'agrégateurs permettant d'optimiser la pénétration du marché pour les petits clients) 	<ul style="list-style-type: none"> • Approbation chaque année d'un budget fixe auprès de la Régie • Nécessité de prévoir un budget suffisant afin de pouvoir accepter l'ensemble des clients participants
Appel d'offres	<ul style="list-style-type: none"> • Modalités fixes sur la durée du contrat (sécurisation de la contribution des MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Modalités fixes sur la durée du contrat • Lourdeur du processus d'appel d'offres • Risque relié à l'intérêt à soumissionner (concept non testé auprès de cette clientèle) • Peu de flexibilité de l'approche pour des changements de modalités • Risque de barrière à l'entrée liée au fait que ces clients devront transiger avec un agrégateur (clients déjà en relation d'affaires avec d'autres partenaires spécialisés en mécanique de bâtiments et en énergie)
Option tarifaire interruptible combinée à un programme d'efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun avantage 	<ul style="list-style-type: none"> • Approche complexe • Gestion du paiement de l'aide financière plus complexe (difficulté de rémunérer les agrégateurs réduisant ainsi les quantités de MW prévues) • Incapacité du système de facturation du Distributeur à traiter ce volume de clients (facturation manuelle pour l'option interruptible (25 clients vs 404 clients pour le Programme)) • Approbation chaque année d'un budget fixe auprès de la Régie • Nécessité de prévoir un budget suffisant afin de pouvoir accepter l'ensemble des clients participants