

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU
PROGRAMME GDP AFFAIRES (LE PROGRAMME)

Bilan de puissance

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 7;
 - (iii) Décision [D-2017-140](#), par. 172;
 - (iv) Pièce [B-0010](#), p. 6;
 - (v) Pièce [B-0004](#), p. 8;
 - (vi) Dossier R-3515-2003, pièce [HQD-1, doc. 3](#);
 - (vii) [État d'avancement 2017](#), Plan d'approvisionnement 2017-2026, p.15;
 - (viii) Dossier R-4011-2017, pièce [A-0051](#), p. 12.

Préambule :

(i) Tableau 1 : Bilan de puissance préliminaire du Distributeur pour la période 2018-2026;

(ii) Tableau 1 : Bilan de puissance présenté dans l'État d'avancement 2017;

(iii) « [172] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur quant à la capacité des marchés voisins de contribuer aux besoins en puissance du Distributeur à la pointe. Cependant, elle demeure préoccupée à l'égard de la profondeur des marchés de puissance et estime que le potentiel de contribution en puissance des marchés de court terme, estimé par le Distributeur à 1 100 MW, demeure une valeur susceptible d'évoluer dans les années à venir. Elle demande donc au Distributeur de poursuivre ses démarches de suivi et de déposer, dans les états d'avancement du Plan, une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre à ses besoins de puissance à la pointe. »

(iv) Le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure présenter un portrait de son programme GDP Affaires en excluant le recours à l'effacement par production locale d'électricité à partir d'énergie fossile. Il estime cependant que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %.

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

(vi) Contrat d'approvisionnement en électricité entre Transcanada Energy Ltd. et HQD, centrale de production d'électricité de Bécancour.

(vii) « Depuis l'hiver 2016-2017, l'IESO a modifié ses règles de marché afin de reconnaître les exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. Le Distributeur est en discussion avec l'IESO et le Transporteur pour permettre aux producteurs de l'Ontario de participer à ses futurs appels d'offres de court terme en puissance. L'évaluation de la contribution en puissance pourra éventuellement être revue à la lumière des quantités qui seront offertes en provenance d'Ontario lors des appels d'offres à venir. Pour le moment, le Distributeur maintient toutefois le potentiel de la contribution des marchés de court terme à 100 MW. »

(viii) Lors des audiences du dossier tarifaire 2018-2019, le Distributeur confirme qu'il a effectué, à l'automne 2017, des achats de puissance de type UCAP sur les marchés de court terme à la hauteur de 175 MW pour combler les besoins de fine pointe prévus pour janvier et février 2018.

Demandes :

1.1 Dans le bilan de puissance déposé en complément de preuve additionnel (référence (i)), la Régie constate une baisse de la contribution en puissance des contrats de biomasse et de petite hydraulique, à l'horizon 2025-2026, par rapport au bilan en puissance déposé dans l'État d'avancement 2017 (référence (ii)). Cette révision est plus significative pour l'hiver 2019-2020 avec une baisse de l'ordre de 42 MW. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **La baisse de l'ordre de 42 MW de la contribution en puissance des contrats de**
2 **biomasse et de petite hydraulique à l'hiver 2019-2020 provient de**
3 **modifications des dates de mise en service prévues de certains projets (report**
4 **de six projets et devancement d'un autre). Le Distributeur souligne néanmoins**
5 **que comme ces questions relèvent davantage du dossier du plan**
6 **d'approvisionnement, elles seront traitées plus en détails dans l'état**
7 **d'avancement 2018, qui sera déposé à l'automne 2018.**

1.2 Dans l'hypothèse que la Régie décide d'exclure du programme de GDP Affaires la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergie de substitution (référence (iv)), et compte tenu des contraintes liées aux délais requis pour le lancement d'un processus d'appel d'offres pour de nouveaux approvisionnements en puissance (référence (v)), veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur, en plus des achats de puissance de court terme de 100 MW (référence (v)), pour combler les déficits de puissance sur chacun des hivers sur l'horizon 2022-2023, toujours dans le respect des critères de fiabilité du NPCC.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas d'autres moyens que ceux qui sont présentés**
2 **dans son bilan. L'ensemble de ces moyens permet de respecter le critère de**
3 **fiabilité en puissance.**

1.3 Compte tenu du contrat d'approvisionnement existant entre TCE et le Distributeur (référence (vi)), lequel vient à échéance en 2026, veuillez commenter la possibilité d'avoir recours à la centrale de Bécancour pour répondre aux besoins en puissance sur l'horizon 2025-2026. Plus spécifiquement, veuillez indiquer le coût marginal estimé de l'énergie et de la puissance en provenance de cette centrale, de même que les délais qui seraient nécessaires à TCE pour sa mise en service, nonobstant les délais prévus à l'Entente.

Réponse :

4 **Le Distributeur rappelle que l'utilisation de la centrale thermique de TCE**
5 **située à Bécancour ne peut se faire que sur une base annuelle (8 760 heures).**
6 **Le Distributeur rappelle aussi que TCE, propriétaire de la centrale, ne dispose**
7 **plus de contrat de transport de gaz. Le redémarrage de la centrale**
8 **entraînerait des coûts importants pour assurer l'approvisionnement en gaz**
9 **naturel de la centrale. Outre l'achat de la molécule, le réseau de transport de**
10 **gaz naturel actuel étant saturé, l'acquisition de transport nécessiterait**
11 **assurément des investissements importants.**

12 **De plus, alors que le Distributeur recherche des moyens en puissance qui ne**
13 **nécessitent qu'une utilisation pendant quelques heures en hiver, l'utilisation**
14 **de la centrale de TCE sur une base annuelle augmenterait indûment les**
15 **surplus en énergie du Distributeur et générerait annuellement l'équivalent de**
16 **1,5 million de tonnes de CO₂ de GES.**

17 **Le Distributeur rappelle aussi que, dans le cadre du dossier R-3925-2015,**
18 **visant justement l'utilisation de la centrale de Bécancour en périodes de**
19 **pointes hivernales pendant 20 ans, les ententes qui avaient été convenues**
20 **avec TCE et Gaz Métro (maintenant Énergir) faisaient état d'un délai de plus**
21 **de trois ans pour l'obtention des autorisations réglementaires et**
22 **environnementales ainsi que pour la construction des équipements de**
23 **stockage et de vaporisation nécessaires à l'approvisionnement en GNL de la**
24 **centrale de Bécancour.**

25 **Enfin, dans sa décision D-2016-105, la Régie elle-même déclarait irrecevable la**
26 **demande au dossier R-3925-2015 du Distributeur.**

1.4 Selon la compréhension de la Régie, le Distributeur prévoyait, à l'automne 2017, procéder à des appels d'offres en puissance auprès du marché ontarien de l'IESO (référence (vii)). Si tel fut le cas, veuillez élaborer sur les résultats de ces appels

d'offres ainsi que sur le potentiel d'approvisionnement en puissance en provenance de ce marché.

Dans la négative, veuillez préciser les motifs de même qu'élaborer sur les moyens que le Distributeur entend prendre, à court terme, afin de développer le potentiel d'approvisionnement en puissance en provenance de ce marché.

Réponse :

1 **Le Distributeur a effectué un appel d'offres à l'automne 2017 et a retenu un**
2 **fournisseur sur le marché de l'Ontario pour une quantité de 125 MW.**

3 **Toutefois, le Distributeur est toujours en discussion avec l'IESO et le**
4 **Transporteur concernant les ajustements nécessaires aux règles de marché**
5 **pour faciliter les achats de puissance provenant de ce marché.**

6 **De plus, la détermination des quantités disponibles pour les exports de**
7 **puissance vers le Québec est un exercice annuel de l'IESO et pour lequel le**
8 **Distributeur n'aura de réponse qu'à l'automne. Le Distributeur a mentionné à**
9 **plusieurs reprises qu'il doit avoir la certitude que la puissance puisse être**
10 **retirée de la zone de contrôle de l'IESO. À défaut, le Distributeur ne prévoit**
11 **pas modifier le potentiel de ses approvisionnements en puissance sur le**
12 **marché ontarien et revoir ses capacités maximales d'achat en import.**

1.5 Veuillez indiquer le coût des approvisionnements en puissance des transactions de court terme dont il est question en référence (viii). Le cas échéant, veuillez indiquer le coût des approvisionnements en énergie associés à ces achats de puissance.

Réponse :

13 **Les prix obtenus à travers les transactions de court terme reflètent la situation**
14 **sur les marchés et sont fortement reliés à la conjoncture prévalant lors de**
15 **l'achat. Historiquement, le Distributeur constate une variation des prix de la**
16 **puissance sur son marché de référence. Toutefois, le prix passé ne peut servir**
17 **à évaluer la rentabilité du Programme. Le Distributeur fait ses analyses sur la**
18 **base des coûts évités, dont il demande l'approbation annuellement dans ses**
19 **dossiers tarifaires.**

20 **Quant au Programme, il s'agit d'un programme de long terme où le**
21 **Distributeur veut pouvoir compter sur une quantité de MW structurante dans**
22 **son bilan. Or, l'oscillation des prix du UCAP d'une année à l'autre ne reflète**
23 **pas la valeur d'un programme structurant. Le but recherché par le Programme**
24 **est de développer une base stable permettant au Distributeur d'avoir accès, à**
25 **long terme, à de la puissance au Québec grâce à la clientèle Affaires. À**
26 **nouveau, le Distributeur réitère que le coût pertinent pour porter un jugement**
27 **sur le Programme est le coût évité pour des approvisionnements en**

1 puissance de long terme, puisque c'est ce type d'approvisionnement que vise
2 à remplacer le Programme.

3 Comme mentionné en réponse à la question 1.4, l'IESO rend disponible les
4 quantités excédentaires à ses besoins pour la commercialisation hors de la
5 zone de contrôle. Pour l'hiver 2017-2018, le prix obtenu pour la puissance a
6 été de 0,3 \$US/kW pour le mois de janvier et de 0,2 \$US/kW pour le mois de
7 février. Quant au prix de l'énergie, le déboursé a été le prix à l'interconnexion
8 ON-HQT, haussé d'une prime de 10 \$US/MWh. Le prix moyen reçu pour l'appel
9 d'offres a été de 0,8 \$US/kW pour janvier et 0,7 \$US/kW pour février, soit
10 moins que les anticipations du Distributeur. Toutefois, un resserrement du
11 marché ontarien pourrait survenir à partir de 2020 avec les travaux de
12 réfection prévus pour les centrales nucléaires.

13 Enfin, le Distributeur rappelle que les conditions des marchés en Ontario ne
14 sauraient servir de référence valable à l'établissement d'un programme
15 commercial pour la clientèle Affaires au Québec.

2. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), tableau 1, p. 7 ;
(ii) Pièce [B-0007](#), tableaux 9 à 11, p. 12 à 14;
(iii) Pièce [B-0010](#), tableau 1, p. 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur fournit, pour 2018-2019 à 2025-2026, le bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017. Les MW associés aux mesures de gestions de la demande en puissance sont les suivants:

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

(ii) Le Distributeur présente des analyses en fonction des MW associés au Programme évalués dans le cadre du bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2017.

(iii) Le Distributeur fournit, pour 2018-2019 à 2025-2026, une mise à jour préliminaire du bilan en puissance. Les MW associés aux mesures de gestions de la demande en puissance sont les suivants:

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

Demandes :

2.1 Concernant les données fournies à la référence (iii), veuillez préciser les MW associés au GDP Affaires.

Réponse :

1 Le tableau R-2.1 présente l'information demandée.

**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

2.2 Veuillez mettre à jour les analyses citées à la référence (ii) en fonction des données fournies en réponse à la question précédente.

Réponse :

2 Le Distributeur dépose les tableaux cités en référence (ii) mis à jour selon la
3 réponse précédente. À noter que des corrections mineures ont été apportées
4 au tableau R-2.2-C.

**TABLEAU R-2.2-A :
TNT SELON LE BILAN ET LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		315	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	182,9	22,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		32	36	37	38	42	43	45	46
(8) = (7) * (6) Total (M\$)	22,2	2,5	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	209,9	25,2	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	309,0	34,7	40,5	42,5	44,5	49,5	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	187,3	21,1	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	496,3	55,8	65,0	68,2	71,4	79,6	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	286,4	30,6	36,3	38,5	40,9	46,2	48,9	52,9	55,8

TABLEAU R-2.2-B :
TNT SELON LE BILAN ET LE COÛT ÉVITÉ DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		315	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	182,9	22,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
Charges de commercialisation et exploitation (M\$)									
(4) Total (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(6) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(7) GWh pour 100 heures		32	36	37	38	42	43	45	46
(8) = (7) * (6) Total (M\$)	22,2	2,5	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	209,9	25,2	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture prime fixe									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	154,0	6,3	7,3	7,7	8,1	9,0	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	187,3	21,1	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	341,3	27,4	31,9	33,4	35,0	39,0	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	131,4	2,1	3,1	3,8	4,5	5,7	48,9	52,9	55,8

**TABLEAU R-2.2-C :
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMME DE GDP**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Bilan sans GDP - Puissance additionnelle requise (MW)		450	950	1 100	1 350	1 550	1 850	2 150	2 450
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		320	390	420	470	500	510	530	540
(1) Avec achats puissance court terme		320	390	420	-	-	10	30	40
(2) Avec appel d'offre de long terme		-	-	-	500	500	500	500	500
Achats court terme prime fixe									
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) * (1) Total (M\$)	23,1	6,4	8,0	8,7	-	-	0,2	0,7	0,9
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	19,11	19,49	19,88	20,28	20,69
(6) GWh pour 100 heures		32	39	42	-	-	1	3	4
(7) = (6) * (5) Total (M\$)	20,8	5,8	7,2	7,9	-	-	0,2	0,6	0,8
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) * (2) Total (M\$)	233,8	-	-	-	58,5	59,7	60,9	62,1	63,3
Achat A/O prime variable									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) * (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4)+(7)+(9)+(12) Coûts d'achats d'électricité	290,0	12,2	15,1	16,6	61,6	62,8	64,5	66,7	68,4

Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)

(14) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	209,9	25,2	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
(15) = (14) - (13) Écart	(80,1)	13,0	13,7	13,0	(31,1)	(29,5)	(30,3)	(30,8)	(31,7)

Analyse coûts – bénéfiques du Programme

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 7 et 8 ;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 11 ;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 16 ;
 - (iv) Pièce [B-0007](#), p. 16.

Préambule :

(i) « D'autre part, une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. Il doit donc développer un lien de confiance avec ses clients en proposant chaque année des modalités similaires ainsi qu'un appui financier suffisamment attrayant pour qu'ils soient incités à renouveler leur adhésion. À ce sujet, lequel sera plus amplement développé dans la section 3, le Distributeur tient à réitérer que le montant de l'appui financier a été déterminé en fonction du prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme. Le coût évité de long terme constitue uniquement le prix maximum au-delà duquel le programme ne serait plus rentable. » [nous soulignons]

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

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

(iv) « **Sensibilité sur l'appui financier**

Toutes choses étant égales par ailleurs, une réduction de l'appui financier améliorerait théoriquement les résultats du TCTR et du TNT tout en réduisant le TP, d'un niveau équivalent à la réduction de l'appui financier. Toutefois, compte tenu de la forte sensibilité des clients au signal de prix, même une faible réduction de l'appui financier aurait un fort impact sur le taux de participation au Programme, dont la continuité ne pourrait être assurée.

Toute baisse de la participation des clients, donc des MW fournis, serait susceptible de déclencher plus rapidement un appel d'offres de long terme, lequel est moins avantageux pour la clientèle québécoise comme il appert du tableau 11.

Sensibilité sur le coût client

Comme le Distributeur l'a mentionné, le coût client ne peut être quantifié. Toutefois, il est clair que ce coût ne peut dépasser 70 \$/kW, soit l'équivalent de l'appui financier, puisqu'au-delà, le Programme serait forcément non rentable pour les clients. »

Demandes :

3.1 Veuillez élaborer sur la manière dont le Distributeur a évalué le « *prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme* » et préciser comment cette évaluation a permis d'établir que le montant de 70 \$/kW suscite « *un intérêt chez un nombre suffisant de clients, dans une perspective de long terme* ».

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur croit important de rappeler certaines notions
2 relatives à la fixation de l'appui financier pour un programme commercial.
3 D'abord, l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts
4 pour le client, mais également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le
5 Distributeur. En d'autres termes, le Distributeur doit tenter de déterminer quel
6 est le niveau d'appui financier suffisant pour inciter une participation des
7 clients à la hauteur visée par un programme. En ce sens, le Distributeur

1 n'estime pas approprié de baser uniquement son appréciation du niveau
2 d'appui financier sur les coûts pour les clients.

3 Le Distributeur souligne à cet égard que les coûts que pourraient encourir les
4 clients ne donnent qu'une indication partielle de ce qui pourrait constituer un
5 niveau d'appui financier suffisant. En effet, la participation des clients à un
6 programme comme celui faisant l'objet du présent dossier comporte des
7 inconvénients pour les participants, dont la valeur est difficilement
8 quantifiable et différente d'un participant à l'autre. Ce faisant, il est clair que le
9 niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les
10 participants, faute de quoi la participation sera nulle. À nouveau, le niveau
11 suffisant n'est pas celui qui permet aux clients de récupérer uniquement leurs
12 coûts mais bien celui qui les incite à participer.

13 À cet effet, le Distributeur souligne que ce que constitue un niveau adéquat
14 d'appui financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts
15 directs et les contraintes sont plus faibles, alors que pour d'autres, ils sont
16 plus importants. Pour d'autres encore, l'appui financier est insuffisant pour
17 compenser les inconvénients subis. Plusieurs clients ont d'ailleurs refusé de
18 participer au Programme pour cette raison. Cela illustre l'importance pour le
19 Distributeur d'établir l'appui financier à un niveau qui lui permet d'atteindre
20 ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur les coûts directs et
21 indirects des clients.

22 Le Distributeur insiste sur le fait qu'il est clair que l'appui financier est plus
23 élevé que les coûts directs ou indirects que subissent la majorité des clients.
24 Ce résultat est tout à fait attendu. En l'absence de gains pécuniaires pour les
25 clients, aucun n'accepterait de participer au Programme.

26 À cette étape, le Distributeur croit utile de rappeler quels sont les différentes
27 contraintes ou inconvénients auxquels doivent faire face les participants et
28 qui permettent d'expliquer pourquoi le niveau d'appui financier doit être
29 suffisant pour soutenir leur participation. Ces éléments ont été pris en
30 considération au moment de la calibration de l'appui financier :

- 31 • Les clients doivent souvent consentir des investissements pour mettre
32 en place les mesures de GDP ;
- 33 • Le Programme n'apporte aux clients aucun bénéfice opérationnel ni
34 réduction perceptible de la facture d'électricité, au contraire, par
35 exemple, de mesures d'économie d'énergie ;
- 36 • Le Programme amène des contraintes opérationnelles non
37 négligeables pour les clients, comme la modification du mode
38 d'opération des équipements et une modification des horaires de
39 production pour les clients industriels ;

- 1 • Les clients doivent mobiliser du personnel, parfois en temps
2 supplémentaire, afin d'être en mesure de répondre aux événements de
3 GDP ;
- 4 • Dans certains cas, la réduction de la demande peut avoir un impact sur
5 le confort des occupants des édifices visés, alors que les baux
6 précisent souvent des conditions de confort très précises ;
- 7 • Certains clients ont recourt à des génératrices ou des chaudières au
8 combustible en cas d'événement de GDP, avec les coûts de carburant
9 et l'usure additionnels que cela implique.

10 Il est donc important de retenir que, dans le cas du Programme, le niveau
11 d'appui financier n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les
12 clients, pour les raisons invoquées aux paragraphes précédents. Il résulte
13 d'échanges entre le Distributeur, les partenaires du marché et les clients.

14 Avant le lancement du projet pilote, le Distributeur a testé auprès de ces
15 interlocuteurs les modalités proposées pour le Programme, y compris le
16 niveau d'appui financier, afin de déterminer s'il pouvait raisonnablement
17 s'attendre à une réponse favorable du marché. Une rencontre à cet effet a eu
18 lieu en mai 2015. Elle réunissait une dizaine de clients majeurs et une
19 quarantaine de partenaires du marché représentant des milliers de clients. Au
20 cours des semaines qui ont suivi, le Distributeur a eu plusieurs échanges
21 avec les clients et partenaires pour s'assurer de leur bonne compréhension
22 des modalités du Programme, et ce, afin de leur permettre de mieux jauger
23 son impact sur leurs activités et leurs risques financiers.

24 Le Distributeur souligne qu'au cours de ces rencontres, des partenaires ont
25 mentionné qu'à leur avis, plusieurs clients ne participeraient pas au
26 Programme. En effet, pour ces clients, les modalités proposées induisent des
27 contraintes d'opération ou des risques d'affaires trop importants, que l'appui
28 financier ne parvient pas à compenser suffisamment, comme le Distributeur
29 l'a déjà mentionné. Le Distributeur y voit le signe qu'au niveau actuel, l'appui
30 financier n'est pas excessif, sans quoi les clients n'auraient aucune
31 hésitation.

32 Par la suite, les modalités du Programme ont été mises à l'épreuve dans le
33 cadre du projet pilote. Comme l'indique le rapport déposé à l'annexe B de la
34 pièce HQD-1, document 2 (B-0007), les résultats furent concluants.

35 C'est également à la lumière de ces échanges avec les partenaires du marché
36 et sa connaissance des clients, à travers notamment ses délégués
37 commerciaux, que le Distributeur est en mesure d'affirmer qu'une réduction
38 de l'appui financier se traduirait inévitablement par une baisse de la
39 participation. Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier quelle serait

1 cette baisse. La seule façon d'y parvenir serait de réduire l'appui financier et
2 de constater la réaction du marché. Évidemment, une telle approche est
3 inapplicable.

4 Le niveau d'appui financier a également été fixé par le Distributeur en regard
5 des coûts évités de long terme en puissance, c'est-à-dire ce que lui permet
6 d'éviter le Programme. Il est clair qu'à hauteur de 70 \$/kW, l'appui financier est
7 largement en deçà du coût évité de long terme en puissance, soit 110 \$/kW
8 avant les coûts de transport et de distribution.

9 Enfin, comme le Distributeur le mentionne à la pièce HQD-1, document 1
10 (B-0004), le niveau d'appui financier a été déterminé en considérant le
11 montant global que les clients sont susceptibles de recevoir en échange de
12 leur participation. Un montant global trop faible découragerait toute
13 participation des clients. Ceci explique d'ailleurs en partie pourquoi le
14 Programme prévoit un appui financier unitaire plus élevé que pour les options
15 d'électricité interruptible (OÉI), pour lesquelles la puissance effacée est
16 beaucoup plus importante et, partant, le montant total d'appui financier versé
17 aux clients¹.

18 En conclusion, le Distributeur réitère que le niveau d'appui financier actuel
19 permet d'atteindre les objectifs visés par le Programme tout en étant rentable
20 pour le Distributeur. Une réduction de l'appui financier, dans l'espoir de le
21 rapprocher des coûts des clients et ainsi réduire davantage le coût pour le
22 Distributeur, ne lui permettrait pas d'atteindre sa cible en matière de réduction
23 de la demande en puissance. À long terme, ni les clients visés, ni le
24 Distributeur et l'ensemble de sa clientèle, ne sortiraient gagnants d'une telle
25 stratégie.

3.2 Veuillez élaborer sur la manière dont le montant d'appui financier minimal (MAFM),
 évalué à 10,50 \$ pour 1 kW, a été estimé.

Réponse :

26 Les modalités du Programme prévoient qu'en l'absence d'un événement de
27 GDP au cours de l'hiver, l'appui financier de 70 \$/kW ne sera pas versé aux
28 clients. Cet élément constitue un risque pour le client, puisque, le cas
29 échéant, il pourrait ne pas pouvoir récupérer au moins une partie des sommes
30 consenties pour mettre en place des mesures de GDP. Dans ces conditions, il
31 devenait nécessaire pour le Distributeur d'introduire un élément de
32 compensation qui, sans garantir au client une récupération de l'entièreté des
33 montants investis, mitigerait une partie de leur risque. C'est pourquoi le

¹ À titre illustratif, pour l'hiver 2017-2018, les 25 clients participant aux OÉI pour la clientèle de grand puissance ont reçu au total une somme de plus 14 M\$. Pour la même période, les 404 projets inscrits au Programme (2 057 compteurs) se sont partagés une somme de 20 M\$.

1 Programme prévoit un MAFM. Le Distributeur rappelle que, de la même
2 manière, les OÉI prévoient le versement d'une prime fixe, par kW, et ce, que
3 les clients soient appelés ou non.

4 Tout comme pour le montant d'appui financier, le MAFM ne découle pas d'une
5 analyse fine des coûts moyens d'investissement que pourraient avoir à
6 supporter les clients pour l'implantation de mesures de GDP. Il ne peut donc
7 pas être rattaché à un coût précis. Il s'agit d'un montant que le Distributeur
8 estime raisonnable pour mitiger le risque des clients. Tout comme celui de
9 l'appui financier, le niveau du MAFM a été testé auprès des partenaires du
10 marché et des clients, puis validé dans le cadre du projet pilote.

11 Et tout comme pour le montant d'appui financier, l'important n'est pas que le
12 MAFM reflète ou non les coûts que pourrait théoriquement avoir à supporter
13 un client. Il s'agit plutôt de s'assurer que cette somme soit suffisamment
14 élevée, aux yeux des participants, pour compenser le risque de ne pas être
15 appelés un hiver. Le Distributeur rappelle que le MAFM est plafonné à
16 20 000 \$, une somme relativement modeste pour la clientèle visée.

17 Toutefois, il est important de saisir que le MAFM sert, pour les clients, à pallier
18 le risque de ne pas être appelés au cours d'un hiver, donc de ne pas recevoir
19 la somme prévue au Programme. Il ne s'agit pas de faire du MAFM l'unique ou
20 la principale mesure de compensation du Programme, de façon récurrente. En
21 effet, le MAFM ne correspond pas à la somme minimale que les clients sont
22 prêts à accepter pour demeurer au Programme. Cette dernière est plutôt de
23 70 \$/kW, puisque c'est sur cette base qu'ils acceptent de participer. Le MAFM
24 ne saurait être qu'une mesure temporaire et exceptionnelle. Si le Distributeur
25 devait verser aux clients le MAFM plusieurs années de suite, peu de clients
26 accepteraient de poursuivre leur participation puisqu'ils n'y verraient plus
27 d'intérêt. Il aurait également peine à convaincre de nouveaux clients à adhérer
28 au Programme.

- 3.3 Veuillez démontrer que le montant de 10,50 \$ pour 1 kW d'effacement puisse être considéré comme une bonne approximation du coût supporté par le client.

Réponse :

29 Voir la réponse à la question 3.2.

30 Le Distributeur n'a pas indiqué que le MAFM constituait une bonne
31 approximation du coût supporté par le client. Au contraire, comme indiqué à
32 la référence (iii), les sommes encourues par les clients sont difficilement
33 quantifiables. Le Distributeur a donc utilisé le MAFM à défaut d'une meilleure
34 estimation disponible.

1 **Le Distributeur souligne que l'introduction d'un coût pour le client aux fins de**
2 **l'analyse économique n'a aucune incidence sur les résultats du TNT. Elle**
3 **n'avait pour objet que d'éviter de présenter un TP et un TCTR qui refléteraient**
4 **une situation irréaliste où il n'y aurait aucun coût pour les clients.**

5
3.4 Veuillez fournir un estimé de la participation qu'entraînerait un appui financier inférieur
à 70 \$/kW. Veuillez par exemple fournir une estimation pour un appui financier de :
40 \$/kW, 50 \$/kW et 60 \$/kW.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 3.1.**

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 15;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 9;
 - (iii) [Suivi D-2016-143 du 11 mai 2018](#), Annexes ;
 - (iv) Pièce [B-0007](#), p.14;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 13;
 - (v) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016.

Préambule :

(i)

Le Distributeur présente au tableau 12 son coût marginal aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé. Ce coût représente le coût moyen d'achat d'électricité pour ces heures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts reliés à l'achat de crédits liés au SPEDE.

TABLEAU 12 :
COÛT MARGINAL AUX HEURES DE FORTE POINTE
OÙ LE PROGRAMME A ÉTÉ UTILISÉ

Hiver	Coût (\$/MWh)
2015-2016	111,76\$
2016-2017	124,22\$
2017-2018	246,56\$
Moyenne	180,08\$

(ii)

Le tableau 4 présente l'information demandée. Compte tenu de la grande sensibilité du nombre d'heures d'interruption aux conditions climatiques, et à des fins illustratives, le tableau présente également un historique des interruptions de l'option d'électricité interruptible avant l'introduction du programme GDP Affaires.

TABLEAU 4 :
HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS

Option d'électricité interruptible*		
	Heures	Appels
2013-2014	28 à 57	7 à 13
2014-2015	0 à 43	2 à 9
Programme GDP Affaires		
	Heures	Appels
2015-2016	16	5
2016-2017	9	3
2017-2018	25	7

* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

Le Distributeur souligne que, quel que soit le nombre d'heures réellement appelées, les clients doivent être en mesure de respecter les conditions de participation au Programme, lesquelles prévoient un maximum de 100 heures d'interruption par hiver, sans limite de nombre d'événements de GDP.

(iii) Le Distributeur donne en colonne 4 du tableau en référence un bilan horaire de la « *Consommation attribuable à la puissance interruptible mise à la disposition d'HQP majorée des pertes de transport (MWh)* » pour chacune des 8 760 heures de l'année.

(iv) Tableau 11 – Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP.

(v) « *De plus, afin de bien mettre en relief l'apport fondamental du Programme tant pour l'équilibre du bilan en puissance que pour la minimisation des coûts du Distributeur, le tableau 11 présente le coût d'achats d'électricité en l'absence de programmes de GDP. Les prix considérés lorsque le Distributeur effectuerait des achats de court terme sont les suivants :*

une prime de puissance variable correspondant à la moyenne des prix sur le marché de la Nouvelle-Angleterre au moment des appels du Programme pour les trois dernières années, soit 180,08 \$/MWh (voir la section c pour le détail), ce qui représente le coût des achats d'énergie sur les marchés pour remplacer l'énergie fournie par le Programme ; »

(vi) « *Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP. »*

Demandes :

4.1 Le Programme associe une prime fixe de 70 \$ par kW effacé à une prime variable de 0 ¢/kWh jusqu'à un maximum de 100 heures par année. Les participants qui ne sont jamais appelés durant l'hiver reçoivent un montant à facturer minimal (MAFM) de 10,50 \$ par kW effaçable. Après un premier événement de GDP et tant que les événements de GDP suivants ne dépassent pas la pointe précédente, il est donc plus

avantageux pour le Distributeur de solliciter les mêmes participants jusqu'à un total de 100 heures avant de solliciter une interruption auprès de nouveaux inscrits au Programme, ceci afin d'éviter d'avoir à payer plusieurs fois 70 \$/kW pour un même niveau de puissance lors des événements de GDP successifs.

Veillez valider la compréhension de la Régie à cet égard.

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne que lors d'un événement de GDP, l'ensemble des**
2 **participants sont sollicités. Le Distributeur ne gère pas de façon distincte les**
3 **centaines de participants au Programme.**

4 **Voir également la réponse à la question 3.2.**

4.2 Veuillez fournir une version du tableau 4 donnant le nombre total d'heures d'interruption et le nombre d'événements de GDP auxquels un participant typique du Programme a été sollicité en moyenne.

Réponse :

5 **Tous les participants ont été appelés lors des événements de GDP. Le**
6 **Distributeur maximise donc la contribution de ce moyen lorsqu'il l'utilise. Les**
7 **données présentées au tableau 4 sont illustratives de l'ensemble des clients.**

4.3 Veuillez justifier, le cas échéant, le fait de ne pas solliciter le maximum d'heures possibles, pour le minimum de participants au Programme.

Réponse :

8 **Le Distributeur n'aurait aucun intérêt à solliciter ses clients pour le maximum**
9 **de 100 heures s'il n'a pas besoin de cette puissance à toutes ces heures.**

10 **Voir également la réponse à la question 3.2.**

4.4 Considérant, selon la référence (vi), que la plupart des participants récupèrent leur investissement dès la première année de participation, veuillez élaborer sur la possibilité de n'appeler systématiquement les nouveaux participants que lors de leur première année de participation puis à essayer d'en appeler le moins grand nombre possible les hivers subséquents, en utilisant au maximum le MAFM.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 3.2.**

4.5 Si le Distributeur considère que ce n'est pas possible, veuillez expliquer les raisons de l'existence du MAFM au contrat de participation.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.2.**

La Régie constate la valeur du coût d'achat d'électricité aux heures de plus forte demande des trois derniers hivers où le programme a été utilisé, ainsi que le faible nombre d'heures d'interruptions. Veuillez répondre aux questions suivantes dans le but de clarifier quelles valeurs de référence permettent de bien évaluer tous les bénéfices du Programme.

4.6 Veuillez fournir trois autres tableaux que celui de la référence iii) qui présentent, pour chacune des 2 904 heures des trois derniers hivers, l'ensemble des moyens d'approvisionnement du Distributeur en période de pointe et pas seulement ceux en provenance du Producteur. Ce tableau comprendra le total en provenance du Producteur, les achats de court terme, les options d'électricité interruptible, GDP (le Programme), autres (préciser), avec la puissance correspondant à chaque heure et les coûts qui y sont associés.

Réponse :

2 **Le Distributeur ne possède pas l'information consolidée et n'est pas en**
3 **mesure de la produire dans les délais impartis.**

4 **Il a toutefois déposé, pour l'année 2017, le détail horaire de l'information sur**
5 **l'utilisation des moyens de court terme dans le suivi de l'entente cadre² ainsi**
6 **que le détail journalier des transactions de court terme dans les suivis**
7 **détaillés des activités d'achat du Distributeur³.**

4.7 Veuillez expliquer si les interruptions réelles réclamées dans le cadre des options d'électricité interruptible ou du programme GDP, soit typiquement moins de 30 heures par année pour les 5 dernières années, correspondent aux 30 premières heures de plus forte demande sur le réseau.

Réponse :

8 **Les interruptions comblent les périodes de pointes les plus fortes. Toutefois,**
9 **selon le profil horaire de la demande et l'ordonnement des moyens de**
10 **gestion du Distributeur, les heures d'interruptions sollicitées ne peuvent pas**
11 **spécifiquement correspondre aux 30 heures les plus chargées de l'année.**
12 **Puisque les deux programmes présentent des interruptions par blocs (de 3 à**
13 **5 heures en continu), certaines heures peuvent se trouver à l'extérieur des**
14 **heures les plus chargées du réseau.**

² Voir le suivi des décisions [D-2016-143](#) et [D-2013-206](#).

³ Voir le suivi des décisions [D-2017-140](#) et [D-2014-205](#).

4.8 Si non, veuillez justifier et élaborer.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.7.**

4.9 Si oui :

4.9.1. Veuillez indiquer si les coûts présentés au tableau 12 de la référence (i) correspondent respectivement aux 16, aux 9 et aux 25 premières heures de plus forte demande sur le réseau électrique des trois derniers hivers. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

2 **Non, les heures utilisées dépendent des moyens à la disposition du**
3 **Distributeur. Le Programme est utilisé en complémentarité avec les autres**
4 **moyens du portefeuille. Ceci étant, dépendamment de la pointe prévue et des**
5 **déficits anticipés, le Distributeur peut ne pas appeler l'ensemble de ses**
6 **moyens de gestion en puissance. De plus, un événement GDP ne pouvant**
7 **survenir les fins de semaine ou les jours fériés, le Programme ne contribuera**
8 **jamais aux heures de forte demande comprises dans ces périodes.**

4.9.2. Veuillez ajouter aux coûts présentés au tableau 12 de la référence (i), le coût de la garantie de puissance de court terme en vigueur lors de ces trois hivers (prime fixe), en précisant et justifiant le nombre d'heures sur lequel cette prime doit être répartie pour refléter ce qui se serait passé sans le Programme.

Réponse :

9 **Le Programme vise l'acquisition de la puissance afin d'assurer l'équilibre**
10 **offre-demande du bilan du Distributeur et d'assurer la fiabilité des**
11 **approvisionnements.**

12 **Tôt ou tard, le Distributeur devra effectuer un appel d'offres de long terme à**
13 **l'intérieur de sa zone de contrôle pour combler ses besoins et éviter d'être à la**
14 **limite des marchés externes. Le Programme permet ainsi de retarder un tel**
15 **achat de long terme, voire, idéalement, à l'éviter. À cet égard, le Distributeur**
16 **évalue la rentabilité au moyen de ses coûts évités, dont la méthodologie et le**
17 **niveau ont été approuvés par la Régie.**

18 **Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur n'y a jamais acheté**
19 **de puissance puisque cette dernière ne pourrait pas être acheminée. Pour les**
20 **achats d'énergie, les importations au moyen des interconnexions de la**
21 **Nouvelle-Angleterre consistent à compenser des exportations vers ce réseau.**
22 **En effet, en hiver, la configuration du réseau de transport ne permet pas**
23 **l'importation via ce marché. Le poste Nicolet est requis pour recevoir la**
24 **production de la centrale LG2-A et desservir la charge locale. C'est la**

1 configuration la plus souvent exploitée lors des périodes de forte
2 consommation. Quant à l'autre chemin via Highgate, des contraintes de sous-
3 réseau en Nouvelle-Angleterre empêchent d'assurer les livraisons et celles-ci
4 surviennent en période de pointe.

4.10 Considérant que le coût moyen établi à la référence (i), de 180,08 \$/MWh, est basé sur un nombre limité d'heures (référence (ii)) et pour les trois derniers hivers seulement, veuillez élaborer sur la représentativité de ce coût moyen comme référence des coûts d'approvisionnement de court terme au tableau 11 de la référence (iv).

Réponse :

5 Les coûts du tableau 12 ont été produits à la demande de la Régie pour
6 effectuer une analyse de sensibilité en l'absence du Programme. Les prix sont
7 sujets aux conditions passées sur les marchés selon l'équilibre
8 offre-demande qui prévalait ainsi que des conditions spécifiques des réseaux.
9 Voir également la réponse à la question 4.9.2.

4.11 Veuillez présenter une nouvelle version du tableau 12 de la référence (i), incluant les coûts de puissance répartis sur le nombre approprié de kWh à justifier, pour les cinq hivers du tableau 4 de la référence (ii) pour respectivement les 57, les 43, les 16, les 9 et les 25 premières heures de plus forte demande du réseau lors de chacun des cinq derniers hivers.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 4.9.2.

4.12 Veuillez présenter une nouvelle version du tableau 12 de la référence (i), incluant les coûts de puissance répartis sur 100 heures, pour les cinq hivers du tableau 4 de la référence (ii) pour les 100 premières heures de plus forte demande du réseau.

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 4.9.2.

Caractéristiques du Programme en fonction de sa nature juridique

5. Références : (i) Pièce [B-0007](#), p.7 ;
(ii) [TEQ - Plan directeur](#), p.38.

Préambule :

(i) La Régie souligne les passages suivants dans la présentation par le Distributeur des caractéristiques d'un programme d'efficacité énergétique :

« C'est donc dans cette optique que le Distributeur a présenté le Programme sous l'article 49, de la même façon qu'il a présenté au fil des années les différents programmes en efficacité énergétique suivant l'article 49, et ce, depuis la décision D-2003-110 qui faisait ressortir les caractéristiques suivantes pour de tels programmes :

Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur.

Le Distributeur est d'avis que ces commentaires de la Régie dans sa décision D-2003-110 confirment la nature juridique du Programme à titre de programme en efficacité énergétique. En effet, le Programme vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Ce programme consiste également en l'instauration de mesures de nature à inciter les participants à une gestion optimale de leur consommation durant certaines heures. »

(ii) *« L'efficacité énergétique consiste à faire la meilleure utilisation possible de l'énergie disponible pour obtenir un meilleur rendement énergétique. Elle est améliorée lorsque, pour produire un même bien ou rendre un même service, moins d'énergie est utilisée.*

Le choix de la forme d'énergie, le recours à de nouvelles technologies, l'utilisation d'un équipement et de procédés performants, la sensibilisation des consommateurs induisant des changements de comportements, la formation des travailleurs et l'application de normes réglementaires ou volontaires sont autant de moyens qui peuvent favoriser une plus grande efficacité énergétique.

Souvent désignée comme « première source d'énergie » ou « premier combustible » (first fuel), l'efficacité énergétique prend toute son importance quand on considère que les systèmes de production d'énergie affranchis des énergies fossiles devront répondre à une demande mondiale en énergie qui ne cesse de croître. » [noud soulignons]

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer en quoi l'utilisation de génératrices Diesel pour réduire la demande de puissance provenant du réseau correspond aux caractéristiques d'un programme d'efficacité énergétique ou à la définition d'une mesure d'efficacité énergétique telles qu'elles sont présentées aux références (i) et (ii).

Réponse :

1 Le Distributeur comprend tout d'abord que la définition présentée à la
2 référence (ii) en est une utilisée par TEQ dans le cadre de son plan directeur.

3 La définition dont il est fait mention à la référence (i) est plutôt celle qui guide
4 le Distributeur depuis de nombreuses années, celle-ci découlant de la
5 décision D-2003-110. Elle est utilisée depuis par le Distributeur dans le cadre
6 de ses dossiers à la Régie de l'énergie.

7 À cet effet, et comme mentionné dans la preuve, le Programme vise une
8 diminution dans l'utilisation des ressources énergétiques du Distributeur, en
9 périodes de pointe. La méthode utilisée par le participant, que ce soit du
10 préchauffage ou l'utilisation d'une génératrice diesel, n'est pas pertinente en
11 regard de la qualification du Distributeur.

12 Concernant l'impact du Programme en matière d'émission de GES, voir la
13 réponse à la question 8.1.

5.2 Veuillez présenter les différents critères qui caractérisent, selon le Distributeur, un programme d'efficacité énergétique.

Réponse :

14 Le Distributeur rappelle que l'efficacité énergétique comporte trois volets :

- 15 • l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux
16 adaptée à l'usage) ;
- 17 • l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même
18 service) ;
- 19 • la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur
20 moment).

21 Les programmes de gestion de l'énergie consistent à mieux répartir la
22 consommation d'électricité selon les périodes :

- 23 • déplacement de charges hors de la période de pointe ;
- 24 • effacement de charges en période de pointe.

25 Le Distributeur rappelle également qu'il avait proposé, dans l'État
26 d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (page 17), que le
27 terme « gestion de la consommation » soit remplacé par « gestion de la
28 demande en puissance » pour définir toute intervention du Distributeur auprès
29 des clients visant à réduire les besoins en puissance du Distributeur.

30 Le Distributeur est d'avis que ces éléments sont tout à fait cohérents avec les
31 orientations découlant de la décision D-2003-110, citée en référence (i),

1 lesquelles sont d'ailleurs toujours pertinentes afin de faire ressortir les
2 caractéristiques d'un programme d'efficacité énergétique. L'efficacité
3 énergétique vise donc une économie dans l'utilisation des ressources
4 énergétiques disponibles et une gestion optimale de la consommation.

5 Le Distributeur estime que le Programme respecte ces caractéristiques. Il vise
6 une économie dans l'utilisation des ressources du Distributeur disponibles.
7 Les mesures mises de l'avant par les participants au Programme permettent
8 également une gestion optimale de la consommation durant certaines heures.

5.3 Veuillez présenter les caractéristiques du Programme qui rencontrent ces critères et
 qui permettent de le définir comme un programme d'efficacité énergétique

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 5.2.**

6. Référence : Pièce [B-0007](#), p.7.

Préambule :

« *Finalement, le Distributeur soutient que les différentes caractéristiques du Programme font en sorte que celui-ci ne peut être considéré comme un tarif de gestion de la consommation.* »

Demandes :

6.1 Veuillez présenter les différents critères qui caractérisent, selon le Distributeur, un tarif de gestion de la consommation.

Réponse :

10 **Dans sa décision D-2002-290, la Régie avait identifié les caractéristiques**
11 **suivantes pour un tarif de gestion de la consommation :**

12
13 **En effet, l'article 52.1 utilise le mot « ou » pour bien distinguer les**
14 **deux natures possibles du tarif de gestion de la consommation. Le**
15 **premier type de tarif de gestion relié au prix du marché se**
16 **retrouve, par exemple, au tarif en temps réel (le tarif LR par**
17 **exemple), le second au tarif BT. Il peut y avoir plusieurs formes de**
18 **tarif de gestion de la consommation et le législateur a respecté**
19 **cette pluralité. La Régie rappelle ce point car Hydro-Québec**
20 **associe régulièrement tarif de gestion de la consommation, prix de**
21 **marché et appel d'offres alors que le tarif de gestion de la**
22 **consommation peut s'associer au prix de marché seulement ou à**

1 l'interruptibilité seulement ou à l'un et à l'autre, dépendamment
2 des créneaux que veut occuper le distributeur pour satisfaire les
3 impératifs du marché, de l'environnement ou de la concurrence ou
4 des ordonnances de la Régie.

5 Il doit donc tout d'abord s'agir d'un tarif, lequel peut être associé au prix de
6 marché ou à l'interruptibilité.

7 Or, le Distributeur rappelle, notamment pour les différents avantages dont il
8 est fait état au tableau 2 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0006), que la
9 présente demande concerne un programme et non un tarif.

10 Pour cette raison à elle seule, le Programme ne peut être considéré comme un
11 tarif de gestion de la consommation puisqu'il ne s'agit pas d'un tarif.

6.2 Veuillez présenter les caractéristiques du Programme qui démontrent que le programme ne peut pas être considéré comme un tarif de gestion de la consommation selon les critères définis précédemment.

Réponse :

12 Voir la réponse à la question 6.1.

7. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), page 7;
(ii) Dossier R-4011-2018, pièce [C-AHQ-ARQ-0009](#), pages 17 à 20.

Préambule :

(i) « Ainsi, au-delà de la contribution en puissance du bloc d'électricité patrimoniale et des contrats de long terme, le Distributeur mise sur des moyens de gestion de pointe plus flexibles tels que les interventions en gestion de la demande en puissance et plus précisément l'option d'électricité interruptible et les programmes commerciaux en GDP (marchés affaires et résidentiel). »

(ii) *Tableau Programme GDP Affaires - Flexibilité*

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer en fonction de quels critères le Distributeur juge le Programme GDP Affaires plus flexible que le bloc d'électricité patrimoniale et des contrats de long terme.

Réponse :

13 Le Distributeur souligne qu'il mise sur un moyen de gestion plus flexible,
14 au-delà de la contribution en puissance du bloc d'électricité patrimoniale et

1 des contrats de long terme. Dans l'extrait cité au préambule (i), le Distributeur
2 n'a pas fait une comparaison entre la flexibilité de ses moyens de gestion et
3 de ses contrats en puissance, qui peuvent être modulables ou appelés au
4 besoin.

5 Le Programme permettra au Distributeur de disposer d'un moyen de gestion
6 de la pointe qui sera utilisé uniquement lorsque le niveau des besoins le
7 justifie et en considération des modalités de préavis et d'interruptions. Les
8 modalités du Programme sont présentées au tableau 13 de la pièce HQD-1,
9 document 2 (B-0007).

7.2 Veuillez indiquer si le Distributeur attribue la même flexibilité à l'option d'électricité
interruptible qu'au Programme GDP Affaires. Si la réponse est positive mais pour des
motifs différents, veuillez expliquer les distinctions. Si la réponse est négative, veuillez
expliquer.

Réponse :

10 Aux fins des stratégies d'approvisionnement de court terme, les OÉI et le
11 Programme offrent une flexibilité comparable. Les principales différences
12 portent sur le délai de préavis et la longueur des périodes d'interruption.

13 Le Distributeur souligne toutefois qu'une plus grande flexibilité, de son point
14 de vue, constitue une contrainte additionnelle pour les clients. L'aspect plus
15 contraignant des OÉI peut d'ailleurs expliquer en partie le peu d'intérêt que
16 celles-ci ont suscité auprès de la clientèle visée par le Programme. Et c'est ce
17 manque d'intérêt qui a motivé le Distributeur à adapter les modalités du
18 Programme à cette clientèle.

7.3 Dans le dossier R-4011-2017, en référence (ii), l'AHQ-ARQ mettait en doute cette
affirmation d'une plus grande flexibilité offerte par le Programme GDP Affaires.
Veuillez commenter.

Réponse :

19 Voir les réponses aux questions 7.1 et 7.2.

8. Références : (i) [Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023](#), pages 40 et 85;
(ii) Pièce [B-0010](#), page 6;
(iii) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016.

Préambule :

(i) Orientations à poursuivre d'ici 2030. Orientation 2 : Réduire la dépendance du Québec aux produits pétroliers « (...) *Le défi consiste donc à amener des secteurs clés de l'économie vers des formes d'énergie qui émettent moins de carbone, tout en préservant leur viabilité et leur compétitivité.* (...) p. 85 : Objectif 3 : Maximiser les gains des entreprises industrielles en matière d'efficacité énergétique et leur utilisation des énergies renouvelables ou de celles qui émettent moins de GES »

(ii) « *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 %.* »;

(iii) « *Rentabilité :
Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP.* »

Demandes :

8.1 Selon le *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023* (Plan directeur) proposé par Transition énergétique Québec (TEQ) mentionné en référence (i), ce plan consiste à amener des secteurs clés de l'économie vers des formes d'énergie qui émettent moins de carbone. Or, selon la référence (ii), en raison du programme GDP Affaires, la réduction de 50 % de la puissance, provenant d'énergie renouvelable, est obtenue au moyen d'énergies fossiles.

Veillez indiquer comment, selon le Distributeur, le Programme cadre avec le Plan directeur de TEQ.

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne que les émissions de GES lors des événements de**
2 **GDP des entreprises ayant recours à des combustibles fossiles dans le cadre**
3 **du Programme sont marginales.**

4 **Le Distributeur rappelle que le Programme vise à repousser le lancement d'un**
5 **appel d'offres en puissance en long terme. On ne peut présumer quelle serait**
6 **la source de l'approvisionnement en puissance qui découlerait d'un tel appel**
7 **d'offres.**

8.2 Relativement à la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergie fossiles (référence (ii)), veuillez indiquer si le Distributeur prévoit favoriser les participants dont la réduction de puissance est obtenue par un moyen autre que l'utilisation d'énergies fossiles. Si oui, veuillez indiquer les critères ou les moyens utilisés pour ce faire. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

1 Le Distributeur souligne qu'il ne contrôle pas les mesures mises en œuvre par
2 les clients pour effectuer la réduction de la demande. En effet, le Distributeur
3 rappelle que l'appui financier est versé sur la base de la puissance
4 effectivement effacée des clients, laquelle est calculée en comparant la
5 puissance mesurée par le compteur du client lors d'un événement de GDP à
6 une puissance de référence, elle-même établie à partir de lectures du
7 compteur du client. En outre, le Distributeur ne peut inspecter chacun des
8 clients en période de pointe pour détecter si des équipements au combustible
9 sont utilisés. Il ne peut non plus empêcher la présence de tels équipements
10 chez les clients, laquelle est antérieure à leur participation au Programme.

11 Par ailleurs, le Programme ne prévoit pas d'appui financier spécifique pour la
12 mise en place des mesures de GDP, et ce, notamment afin de simplifier les
13 modalités d'application du Programme. Ce faisant, le Distributeur ne peut
14 imposer ou refuser au client l'installation d'équipements spécifiques.

15 Enfin, le Distributeur souligne que les clients ont souvent recours à plusieurs
16 mesures de réduction de la demande en puissance. Il devient dans ce cas
17 impossible de distinguer entre la réduction attribuable à un équipement au
18 combustible et celle découlant, par exemple, d'équipements de contrôle de
19 l'éclairage ou des systèmes de CVC.

8.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit la sortie progressive des moyens de
réduction de puissance par l'utilisation d'énergies fossiles du Programme. Si oui,
veuillez fournir l'horizon planifié. Si non, veuillez justifier.

Réponse :

20 Voir les réponses aux questions 8.1 et 8.2.

Admissibilité des groupes électrogènes au Programme

9. Références :
- (i) Pièce [B-0010](#), p.6;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), Annexe A, page 1 de la Fiche d'inscription;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), Annexe A, Guide du participant, p.6;
 - (iv) <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1055521/pollution-matane-programme-hydro-quebec-gestion-demande>.

Préambule :

(i) « 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. »

(ii)

Information sur le projet

Nom du projet	Réduction de puissance estimée kW
Mesures mises en œuvre :	
<input type="checkbox"/> Commande des équipements de CVCA ¹ <input type="checkbox"/> Utilisation de chaudières à combustible <input type="checkbox"/> Utilisation de groupes électrogènes <input type="checkbox"/> Gestion des équipements de production	

¹ CVCA : Chauffage, ventilation, conditionnement de l'air.

(iii) « Hydro-Québec se réserve les droits suivants :

...

d) demander que des modifications soient apportées à un Projet ;

e) exiger du Participant des renseignements supplémentaires ou des pièces justificatives pour le traitement du Projet ; »

(iv) Dans l'article du lien donné en référence, le maire de Matane s'interroge sur le Programme : « Pour permettre de diminuer la demande en énergie, la Ville devra polluer et elle sera récompensée pour le faire. » L'article présente d'autres points de vue et permet de comprendre la distinction à faire entre l'utilisation occasionnelle de génératrices de secours existantes et le recours systématique à de telles génératrices pour participer au Programme.

Demandes :

La Régie avait demandé au Distributeur une présentation d'un portrait du Programme et de son impact en puissance, excluant le recours à l'effacement par production locale d'électricité à partir d'énergie fossile, c'est à dire au moyen de groupes électrogènes. Elle comprend de la réponse en référence (i) que le Distributeur n'a pas répondu à la question spécifique de la Régie mais plutôt à la substitution d'énergie en général, incluant à la fois l'utilisation de chaudières à combustible et de groupes électrogènes, tels que prévus dans les informations sur le projet en référence (ii).

La Régie demande au Distributeur de répondre aux questions suivantes dans l'objectif de définir de nouvelles modalités optimales pour le Programme dans l'hypothèse où la Régie n'accepte pas de l'autoriser sous la forme actuellement proposée.

9.1 Veuillez confirmer que l'utilisation de chaudières au combustible, mêmes celles qui offrent des rendements saisonniers de 65 à 70 % seulement, pour effacer la demande

en périodes de pointe du chauffage électrique par résistances en mode bi-énergie est un moyen ayant une efficacité énergétique environ deux fois supérieure à celle de groupes électrogènes d'urgence.

Réponse :

1 **L'efficacité énergétique d'une chaudière à combustible est effectivement**
2 **nettement supérieure à celle d'un groupe électrogène. L'écart d'efficacité**
3 **dépend toutefois de la puissance, du type, de l'âge et de la source d'énergie**
4 **des équipements concernés.**

5 **Il est cependant clair que le fait de limiter l'utilisation des équipements**
6 **utilisant l'énergie fossile aux seules chaudières affecterait le potentiel de**
7 **réduction de puissance du Programme.**

9.2 Veuillez indiquer le nombre d'heures de fonctionnement par mois et la fréquence des démarrages typiques de génératrices d'urgence pour en tester la fiabilité et le bon fonctionnement. Veuillez ensuite élaborer sur la possibilité de considérer les heures de fonctionnement aux périodes de plus forte demande sur le réseau du Distributeur comme une mesure permettant d'éviter le démarrage planifié pour test de fiabilité durant le même mois, atténuant ainsi à la fois les impacts environnementaux du Programme et ceux de ces tests.

Réponse :

8 **En matière d'alimentation électrique de secours, la Régie du bâtiment du**
9 **Québec s'appuie notamment sur la norme CSA c282-15. Celle-ci prévoit qu'un**
10 **groupe électrogène doit être démarré au moins une heure par mois afin d'en**
11 **vérifier la fonctionnalité. Lors de ces essais, une personne compétente ou**
12 **formée par le fabricant du système doit être physiquement présente pour faire**
13 **les vérifications d'usage.**

14 **Considérant les courts délais prévus par les modalités du Programme, cette**
15 **exigence ne pourra, de toute évidence, être respectée.**

9.3 Veuillez indiquer si le Programme pourrait contenir de nouvelles modalités qui permettraient de rendre admissibles les chaudières au combustible, le recours occasionnel à des génératrices d'urgence existantes, mais empêcheraient l'utilisation systématique, voire l'installation de telles génératrices comme mesure principale de participation au Programme. Si oui, veuillez les présenter.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 8.2.**

9.4 Compte tenu de l'information dont dispose le Distributeur dans les « *informations sur les projets* » en référence (ii) et des détails supplémentaires qu'il peut demander,

veuillez fournir une nouvelle évaluation de l'impact en puissance du Programme qui exclurait les participants dont la mesure principale est le recours systématique à l'effacement au moyen de groupes électrogènes.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.2.**

9.5 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de prioriser dans l'ordre d'appel des participants au Programme ceux qui procèdent à une réduction à la source de leur demande de pointe et de n'utiliser ceux qui utilisent systématiquement des groupes électrogènes qu'en dernière priorité pendant les pointes les plus critiques.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 8.2.**

Engagement pluriannuel des participants

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016 ;
 - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), pages 7 et 8.

Préambule :

(i) « Rentabilité
Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP.» ;

(ii) « 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. »

(iii) « D'autre part, une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. Il doit donc développer un lien de confiance avec ses clients en proposant chaque année des modalités similaires ainsi qu'un appui financier suffisamment attrayant pour qu'ils soient incités à renouveler leur adhésion. À ce sujet, lequel sera plus amplement développé dans la section 3, le Distributeur tient à réitérer que le montant de l'appui financier a été déterminé en fonction du prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme. Le coût évité de long terme constitue uniquement le prix maximum au-delà duquel le programme ne serait plus rentable.

Ainsi, si le lien de confiance est respecté, la contribution en puissance inscrite au bilan pourra être maintenue. D'ailleurs, comme il est expliqué à la section 3, la grande majorité

des participants renouvellent leur participation au Programme. La vaste expérience du Distributeur dans la commercialisation de tels programmes lui indique que les clients qui quitteraient le programme seraient remplacés par de nouveaux participants. En d'autres termes, malgré l'absence d'un engagement de long terme de la part des clients, leur grand nombre fait en sorte que le Distributeur peut compter sur une stabilité de leur contribution en puissance. C'est pourquoi, les programmes commerciaux en GDP peuvent être considérés comme un moyen de gestion de puissance de long terme, au même titre que les autres contrats de long terme, et être inscrits au bilan.

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

Demandes :

- 10.1 Parmi les observations reçues, certains soulignent que le renouvellement annuel, en raison de l'incertitude qu'il génère au niveau de la pérennité de l'appui financier, constitue une entrave au Programme et souhaiteraient, en conséquence, des engagements pluriannuels. Veuillez commenter.

Réponse :

1 **Il est exact que la présence d'un engagement pluriannuel pourrait inciter**
2 **certains clients à mettre en œuvre des mesures dont la période de retour sur**
3 **l'investissement serait plus longue, puisqu'ils auraient une certaine garantie**
4 **de récupérer leur investissement.**

5 **Le Distributeur réitère toutefois que pour les raisons invoquées à la**
6 **référence (ii), un tel engagement devrait être pris sur une base volontaire par**
7 **les clients puisque cela représenterait une mesure trop contraignante pour**
8 **nombre d'entre eux.**

- 10.2 En référence (i), le Distributeur indique que 80 % des participants recouvrent leurs investissements dès le premier hiver de participation au Programme. Dans cette situation, n'est-il pas avantageux pour un participant de s'engager de manière pluriannuelle ? Veuillez commenter.

Réponse :

9 **Il est exact que le projet pilote a indiqué qu'une majorité de participants**
10 **recouvraient leur investissement dès le premier hiver de participation.**

1 **Toutefois, le Distributeur réitère que les investissements initiaux ne**
2 **représentent qu'une fraction des coûts directs et indirects d'une participation**
3 **au Programme. Les clients doivent faire face à des coûts annuels récurrents,**
4 **par exemple de main-d'œuvre, pour assurer la gestion des événements de**
5 **GDP. En outre, les inconvénients plus difficilement quantifiables, tels ceux**
6 **donnés en exemple à la réponse à la question 3.1, sont également récurrents.**

7 **Pour ces raisons, le fait qu'un client récupère dès la première année son**
8 **investissement initial ne constitue pas un motif suffisant pour l'inciter à**
9 **s'engager sur une base pluriannuelle.**

10.3 Le Distributeur évoque en référence (ii) que l'engagement à long terme représente une contrainte importante pour certains clients, notamment en raison de baux de location ou de ventes d'immeubles. Veuillez fournir une indication, en nombre de projets et en MW, de la proportion de participants touchés par cette contrainte.

Réponse :

10 **La contrainte identifiée s'adresse principalement au marché commercial. Le**
11 **nombre de clients de ce marché, soit le commerce de détail, les édifices à**
12 **bureaux et les centres de données, est présenté au tableau 1 de la pièce**
13 **HQD-1, document 2 (B-0007).**

10.4 À la référence (iii), le Distributeur signale que les clients doivent avoir l'assurance que le Programme soit maintenu afin de prévoir la mise en place de mesures opérationnelles afin de participer au Programme et qu'il considère qu'il se doit d'offrir chaque année des modalités similaires. La Régie en déduit que tant le Distributeur que les participants recherchent un Programme qui aura des effets à long terme. En conséquence, ne serait-il pas plus opportun d'avoir un contrat de long terme avec les participants ? Veuillez commenter.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.5 Dans l'hypothèse où la Régie requerrait qu'un engagement contractuel de 5 ans soit une condition de participation au Programme, veuillez indiquer si, outre la durée, des modalités du Programme devraient être modifiées en conséquence. Notamment, veuillez préciser si des pénalités devraient être appliquées si un participant se retirait avant le terme de 5 ans.

Réponse :

15 **Tout engagement du client devrait comprendre une pénalité en cas de**
16 **non-respect de cet engagement. L'absence d'une forme de pénalité**

1 **reviendrait à la situation actuelle, soit une participation annuelle sur une base**
2 **volontaire.**

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 10 et 11 ;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 14 ;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), Annexe B, Bilan du projet-pilote 2015-2016 ;
 - (iv) Pièce [B-0010](#), p. 7.

Préambule :

(i) « **3.1. Exigences pour les clients**

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

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

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

(iii) « *Rentabilité*
Pour 80 % des projets, l'investissement est récupéré dès le premier hiver de participation au Programme GDP.»

(iv) « **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]

La Régie constate de la référence (i) que l'établissement de l'appui financier présenté au présent dossier tient compte du fait que certains clients doivent adapter leurs installations ou acheter des équipements, soit des coûts fixes. La Régie constate de plus que ces coûts sont récupérés dès le premier hiver de participation pour 80 % des projets (référence (iii)). La Régie comprend ainsi que si le client renouvelle sa participation au Programme, il bénéficie d'un appui financier qui tient compte de ces coûts fixes, alors qu'il les aura déjà assumés et majoritairement récupérés.

Demandes :

11.1 Veuillez préciser si l'investissement mentionné à la référence (iii) représente les coûts directs liés à l'adaptation des installations ou l'achat d'équipements la référence (i).

Réponse :

1 **Cet investissement représente les coûts directs liés à l'adaptation des**
2 **installations ou à l'achat d'équipements.**
3 **Voir également la réponse à la question 10.2.**

11.2 Veuillez justifier l'uniformité de l'appui financier, que le client doive ou non procéder à des ajustements entraînant des coûts directs, tel que décrit à la référence (i).

Réponse :

4 **Le Distributeur rappelle que cette uniformité de l'appui financier n'est en rien**
5 **inhabituelle. Par exemple, les modalités des OÉI sont les mêmes, quels que**
6 **soient les clients qui y adhèrent. Or, on peut vraisemblablement croire que les**
7 **impacts d'une participation ne sont pas les mêmes pour tous ces clients.**
8 **À nouveau, le Distributeur croit important de rappeler que l'objectif de l'appui**
9 **financier est d'inciter les clients à participer au Programme et non à les**
10 **compenser précisément pour le coût des mesures que chacun implante.**
11 **Voir également les réponses aux questions 3.1 et 10.2.**

11.3 Veuillez justifier la récurrence du niveau d'appui financier qui tient compte de coûts fixes, considérant le constat de la Régie en préambule.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 11.2.**

11.4 Advenant le cas où il y aurait une aide fixe au début de la participation au Programme pour couvrir les investissements liés à l'adaptation des installations ou à l'achat d'équipements, par exemple dans le cadre d'une subvention en efficacité énergétique,

veuillez préciser quel montant d'appui financier de la part du Distributeur serait suffisant pour maintenir la participation les années suivantes.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle que l'une des qualités du Programme est sa simplicité**
2 **d'application. C'est même une condition essentielle pour encourager la**
3 **participation des clients. Une mesure comme celle proposée dans la question,**
4 **bien qu'elle puisse paraître intéressante de prime abord, entraînerait une**
5 **complexification du processus de participation au Programme. Elle**
6 **impliquerait en effet, préalablement à la participation active, la mise en place**
7 **des mesures de GDP, avec toutes les étapes que cela pourrait requérir**
8 **(soumission d'un projet, approbation par le Distributeur, mise en place des**
9 **mesures, vérification par le Distributeur).**

10 **De plus, une telle approche devrait forcément être assortie d'un engagement**
11 **pluriannuel de la part des clients, de façon à ce que le Distributeur puisse**
12 **recupérer, sur une période suffisante, l'appui consenti au client pour la mise**
13 **en place de ces mesures.**

14 **Voir également les réponses aux questions 3.1 et 10.1.**

11.5 Considérant le constat de la Régie en préambule, veuillez préciser l'affirmation du Distributeur selon laquelle un engagement à long terme devrait être compensé par un appui financier bonifié.

Réponse :

15 **D'emblée, le Distributeur rappelle que, comme mentionné en réponse à la**
16 **question 10.2, l'appui financier ne sert pas qu'à couvrir les coûts fixes initiaux**
17 **des clients.**

18 **Par ailleurs, dans ce marché, sur un horizon de plusieurs années, les**
19 **bâtiments changent de propriétaires et de locataires, les systèmes**
20 **électromécaniques sont appelés à être modifiés et la nature des activités**
21 **industrielles peut évoluer. Toute forme d'engagement pluriannuel engendrera**
22 **un niveau de risque accru pour les clients par rapport à une participation**
23 **annuelle sur une base volontaire.**

24 **Conséquemment, l'appui financier devra forcément être bonifié pour**
25 **compenser ce risque.**

Portrait des participants

12. Référence : Pièce [B-0007](#), p. 8.

Préambule :

**TABLEAU 2 :
VENTILATION DES ABONNEMENTS PAR TARIFS**

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Abonn.	MW	Abonn.	MW	Abonn.	MW
Tarifs DM et DP	25	1	53	3	74	4
Tarifs G et G9	67	2	495	16	753	28
Tarif M	78	13	648	137	1160	196
Tarif LG	13	10	49	27	70	60
Total	183	25	1245	183	2057	287

**TABLEAU 3 :
VENTILATION DES PROJETS PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Projets	MW	Projets	MW	Projets	MW
moins de 200 kW	13	2	56	7	80	10
de 200 à 500 kW	13	4	99	32	168	55
de 500 à 1 000 kW	9	6	49	33	76	54
de 1 000 à 2 000 kW	7	10	37	48	51	70
plus de 2 000 kW	1	3	17	63	29	98
Total	43	25	258	183	404	287

Demandes :

12.1 Veuillez fournir, sous le même format et pour les mêmes niveaux de réduction de puissance que présentés au tableau 3, le nombre d'abonnements plutôt que le nombre de projets.

Réponse :

1 **Le tableau R-12.1 présente l'information demandée. Le Distributeur souligne**
 2 **qu'un projet peut viser plusieurs compteurs⁴. Ces derniers ont été répartis**
 3 **selon leur puissance respective, ce qui explique que la réduction de**
 4 **puissance, par tranche de puissance, diverge de celle apparaissant au**
 5 **tableau 3.**

⁴ Le Distributeur mentionne qu'à la pièce HQD-1, document 2 (B-0007), le terme « abonnement » avait été erronément employé au lieu de « compteur ».

TABLEAU R-12.1 :
VENTILATION DES COMPTEURS
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	154	6	1 008	47	1 671	70
de 200 à 500 kW	14	5	161	54	257	82
de 500 à 1 000 kW	11	8	47	36	88	63
de 1 000 à 2 000 kW	4	6	27	41	31	41
plus de 2 000 kW	0	0	2	5	10	32
Total	183	25	1 245	183	2 057	287

12.2 Veuillez fournir, sous le même format et pour les mêmes niveaux de réduction de puissance que présentés au tableau 3, le nombre d'abonnements au tarif LG ainsi que le nombre d'abonnements au tarif M.

Réponse :

1

Les tableaux R-12.2-A et R-12.2-B présentent l'information demandée.

TABLEAU R-12.2-A :
VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF M
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	58	4	447	28	831	45
de 200 à 500 kW	14	5	143	49	238	76
de 500 à 1 000 kW	6	4	36	26	72	50
de 1 000 à 2 000 kW	0	0	20	29	19	24
plus de 2 000 kW	0	0	2	5	0	0
Total	78	13	648	137	1 160	196

TABLEAU R-12.2-B :
VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF LG
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	4	0	18	1	31	2
de 200 à 500 kW	0	0	13	4	8	3
de 500 à 1 000 kW	5	4	11	10	10	9
de 1 000 à 2 000 kW	4	6	7	13	11	15
plus de 2 000 kW	0	0	0	0	10	32
Total	13	10	49	27	70	60

12.3 Veuillez confirmer que parmi les 70 clients participants au tarif LG à l'hiver 2017-2018, il n'y a aucun réseau municipal, sinon veuillez en préciser le nombre et leur effacement en MW.

Réponse :

1 **À l'hiver 2017-2018, trois projets ont été présentés par un réseau municipal,**
2 **pour un effacement de 4 MW.**

12.4 Veuillez préciser combien de projets parmi les 29 projets ayant réduit leur puissance de plus de 2 000 kW, au tableau 3, ne comportent qu'un abonnement. Veuillez fournir l'information par tarif et préciser la réduction de puissance associée à ces abonnements uniques, par tarif.

Réponse :

3 **Le tableau R-12.4 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-12.4 :
NOMBRE DE PROJETS DE PLUS DE 2 000 kW
NE VISANT QU'UN SEUL COMPTEUR

	2017-2018	
	Projets	MW
Tarif M	1	2
Tarif LG	4	13
Total	5	16

12.5 Veuillez préciser combien de projets parmi les 51 projets ayant réduit leur puissance de plus de 1 000 à 2 000 kW, au tableau 3, ne comportent qu'un abonnement.

Veillez fournir l'information par tarif et préciser la réduction de puissance associée à ces abonnements uniques, par tarif.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-12.5 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-12.5 :
NOMBRE DE PROJETS ENTRE 1 000 ET 2 000 kW
NE VISANT QU'UN SEUL COMPTEUR

	2017-2018	
	Projets	MW
Tarif M	7	9
Tarif LG	4	5
Total	11	14

- 12.6 Veillez préciser combien de projets parmi les 76 projets ayant réduit leur puissance de plus de 500 à 1 000 kW, au tableau 3, ne comportent qu'un abonnement. Veillez fournir l'information par tarif et préciser la réduction de puissance associée à ces abonnements uniques, par tarif.

Réponse :

- 2 **Le tableau R-12.6 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-12.6 :
NOMBRE DE PROJETS ENTRE 500 ET 1 000 kW
NE VISANT QU'UN SEUL COMPTEUR

	2017-2018	
	Projets	MW
Tarif G9	3	2
Tarif M	37	25
Tarif LG	1	1
Total	41	28

- 12.7 Veillez indiquer combien de participants au GDP affaires, pour chacun des tarifs M et LG, sont impliqués dans l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, en précisant la réduction de puissance associée à cet usage aux tarifs M et LG.

Réponse :

- 3 **À la connaissance du Distributeur, aucun client impliqué dans ce type d'usage**
4 **n'a participé au Programme.**

Impact du programme sur l'option d'électricité interruptible

13. Référence : Rapports annuels du Distributeur, pièce HQD-3, document 2.1.

Préambule :

Clientèle de grande puissance	Hiver 2015-2016			Hiver 2016-2017			Hiver 2017-2018			Moyenne des 3 hivers
	Option I	Option II	Option art. 6.39	Option I	Option II	Option art. 6.39	Option I	Option II	Option art. 6.39	
Nombre de clients	25	1		23	1	1	23	1	1	25
MW effectifs (moyenne mensuelle)	1096,4	17,2		945,3	17,6	2,2	909	17,6	2,2	1002,5
Nombre d'appels	1	1		1			5	1	2	
Nombre d'heures d'interruption / client	0 ou 5	5		0 ou 4	0	0	0 à 24	5	9	
Crédits versés	15 369 900 \$			12 811 600 \$			14 411 100 \$			
Crédits fixes / kW	13,00 \$	6,50 \$	9,10 \$	13,00 \$	6,50 \$	9,10 \$	13,00 \$	6,50 \$	9,10 \$	
Crédits fixes totaux	14 253 200 \$	111 800 \$		12 288 900 \$	114 400 \$	20 020 \$	11 817 000 \$	114 400 \$	20 020 \$	12 913 247 \$
Crédits variables	987 700 \$	17 200 \$	- \$	388 280 \$	- \$	- \$	2 438 120 \$	17 600 \$	3 960 \$	1 284 287 \$
Total des crédits fixes et variables	15 240 900 \$	129 000 \$	- \$	12 677 180 \$	114 400 \$	20 020 \$	14 255 120 \$	132 000 \$	23 980 \$	14 197 533 \$
Nombre d'heures d'interruption en moyenne [E]	4,5	5,0	-	2,1	0,0	0,0	13,4	5,0	9,0	
Crédits totaux effectivement versés par kW	13,90 \$	7,50 \$	-	13,41 \$	6,50 \$	9,10 \$	15,68 \$	7,50 \$	10,90 \$	14,16 \$
Crédits totaux effectivement versés par kWh	3,09 \$	1,50 \$		6,53 \$			1,17 \$	1,50 \$	1,21 \$	

Sources: Rapports annuels du Distributeur 2015, 2016 et 2017, pièces HQD-3, document 2.1.

La Régie présente un tableau dont les données sont tirées des Rapports annuels du Distributeur pour les années 2015, 2016 et 2017. Ce dernier présente l'utilisation l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance pour les 3 derniers hivers et estime le montant des crédits totaux effectivement versés par kW.

Demandes :

13.1 Veuillez valider ou corriger les données du tableau présenté au préambule. Veuillez confirmer ou corriger le coût moyen, pour les 3 derniers hivers, des crédits totaux effectivement versés à la clientèle grande puissance, estimé à 14,16 \$ le kW.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

13.2 Veuillez comparer la rentabilité pour le Distributeur de l'option d'électricité interruptible qui permet d'inscrire au bilan de puissance du Distributeur 1 000 MW à un coût moyen au cours pour les 3 derniers hivers d'approximativement de 14,16 \$/kW, par rapport au GDP affaires au coût de 70 \$/kW pour la même période. Veuillez commenter.

Réponse :

2 **D'emblée, le Distributeur souligne que le coût par kW des OÉI, tel que calculé**
 3 **par la Régie, est tributaire du nombre d'heures d'interruption effectif. Plus ce**
 4 **dernier est élevé, plus le coût par kW l'est également, compte tenu du crédit**
 5 **variable. Le Distributeur rappelle que, pour l'option I, la plus populaire, le**
 6 **nombre maximal d'heures d'interruption par hiver peut atteindre 100. À titre**

1 **indicatif, pour 100 heures d'interruption effectives, le coût des OÉI serait de**
2 **l'ordre de 40 \$/kW. Pour le Programme, toutefois, le coût est toujours le**
3 **même, quel que soit le nombre d'heures d'interruption effectif.**

4 **Les modalités des OÉI et du Programme ont été élaborées en fonction des**
5 **spécificités propres à chacune des clientèles (par exemple, en matière de**
6 **risques ou d'économies potentielles) et du niveau du service offert pour le**
7 **Distributeur.**

8 **Compte tenu du fort potentiel atteint en termes de MW inscrits au bilan en**
9 **puissance, tant pour les OÉI que pour le Programme, il appert que les**
10 **modalités sont adaptées aux clientèles auxquelles ces mesures s'adressent.**

11 **Les modalités actuelles des OÉI suscitent suffisamment d'intérêt chez les**
12 **clients pour permettre au Distributeur de compter sur une contribution de**
13 **l'ordre de 1 000 MW dans son bilan. À cet effet, le Distributeur rappelle que le**
14 **potentiel des OÉI semble atteint. Dans ces conditions, le Distributeur ne voit**
15 **aucune nécessité à bonifier l'appui financier offert par les OÉI.**

16 **Il est important de souligner qu'un traitement équitable des clients n'implique**
17 **pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, pour chacune**
18 **des mesures proposées par le Distributeur. Il s'agit plutôt de verser l'appui**
19 **financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, et ce, dans un**
20 **souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.**

21 **Finalement, la rentabilité des options tarifaires ou celle des programmes n'ont**
22 **pas à être comparées entre elles. L'analyse économique est un outil d'aide à**
23 **la décision. Une fois la rentabilité des mesures démontrée, le Distributeur**
24 **utilise l'ensemble des moyens disponibles afin d'équilibrer son bilan en**
25 **puissance, avec comme objectif fondamental de retarder le plus possible le**
26 **lancement d'un appel d'offres de long terme.**

27
13.3 **Veillez expliquer comment le Distributeur peut justifier le versement de 70 \$/kW aux**
 clients grande puissance au tarif LG, contre 14,16 \$/kW effectivement payé en
 moyenne au cours des 3 derniers hivers pour les clients grande puissance au tarif L,
 ou contre les 13 \$ à 40 \$/kW théorique en fonction du nombre d'heures minimal ou
 maximal prévues à l'option d'électricité interruptible au tarif L.

Réponse :

28 **Tout comme les clients de moyenne puissance, les clients au tarif LG n'ont**
29 **démontré aucun intérêt pour les OÉI, au contraire des clients au tarif L. Ceci**
30 **démontre clairement que les modalités des OÉI ne sont pas adaptées à cette**
31 **clientèle.**

32 **Il devenait nécessaire pour le Distributeur de mettre en place un programme**
33 **dont les modalités, y compris le niveau d'appui financier, susciterait**

1 **suffisamment d'intérêt de la part des clients visés pour les encourager à**
2 **participer. Il ne s'agit en aucun cas d'un traitement inéquitable entre les**
3 **catégories de clients, mais bien d'une adaptation des mesures aux réalités de**
4 **chacune.**

5 **Voir également la réponse à la question 13.2.**

13.4 Veuillez fournir le coût des différentes options d'électricité interruptible et du programme GDP affaires par kW effectivement effacé pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018 et commenter. Veuillez produire les données intrants à ce calcul.

Réponse :

6 **Pour les OÉI, voir la réponse à la question 13.1. En ce qui touche le**
7 **Programme, le coût est de 70 \$/kW.**

8 **Voir également la réponse à la question 13.2.**

13.5 Veuillez démontrer quelle assurance peut fournir le Distributeur que l'adoption du programme de GDP affaires, tel que proposé, n'entraînera pas de demande de révision des crédits fixes et variables à l'option d'électricité interruptible de la part des clients au tarif L. Veuillez élaborer.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 13.2.**

13.6 En l'absence d'assurance de la part du Distributeur que les crédits fixes et variables prévus à l'option d'électricité interruptible au tarif L ne seront pas haussés en raison de l'appui financier offert au GDP affaires, veuillez estimer une fourchette de coûts additionnels qu'il considère raisonnable de prévoir afin de traiter équitablement les clients grande puissance aux tarifs LG et L. Veuillez commenter.

Réponse :

10 **Voir les réponses aux questions 13.2 et 13.3.**

13.7 En l'absence d'assurance de la part du Distributeur que les crédits fixes et variables prévus à l'option d'électricité interruptible au tarif L ne seront pas haussés en raison de l'appui financier offert au GDP affaires, veuillez expliquer pourquoi il ne faudrait pas ajouter dans l'analyse économique du programme GDP affaires la bonification prévisible du coût de l'option d'électricité interruptible causée par l'adoption d'un appui financier plus généreux au programme GDP affaires.

Réponse :

11 **Voir les réponses aux questions 13.2 et 13.3.**

14. Références :
- (i) Dossier R-3891-2014, pièce [B-0004](#), p. 18 ;
 - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 59 ;
 - (iii) Site web d'Hydro-Québec, [Gestion de la demande de puissance](#), consulté le 3 juillet 2018 ;
 - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 16.

Préambule :

(i) « À ce jour, aucun client admissible au tarif LG n'a participé à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours ou à l'option interruptible de grande puissance, cette dernière étant davantage adaptée à la clientèle industrielle.

Le profil de consommation de la clientèle au tarif LG, caractérisé par une augmentation de l'appel de puissance durant les jours de semaine, étant similaire à celui de la clientèle de moyenne puissance, le Distributeur propose d'offrir à cette clientèle la possibilité d'adhérer aux nouvelles options interruptibles de moyenne puissance, ce qui lui permettra de vérifier si les modalités et les crédits bonifiés de ces options sont plus attrayants pour cette clientèle. »

(ii)

**BILAN DU RECOURS À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
DE MOYENNE PUISSANCE**

Hiver	Nombre d'heures d'interruption	Nombre de clients	MW effectifs
2007-2008	0	1	1
2013-2014	28	2	3
2014-2015	33	4	3
2015-2016	5	5	4

*Aucun participant n'a adhéré à l'option pour les autres hivers.

« Peu de clients de moyenne puissance ont adhéré à l'option depuis son introduction en 2006. Les mégawatts effectifs ont atteint un maximum de 4 MW en 2015-2016. Le nombre d'heures d'interruption a varié selon les années et a atteint 33 heures à l'hiver 2014-2015. Le Distributeur a versé en moyenne 32 k\$ par année en crédits fixes et variables aux clients participants.

Compte tenu de la contribution satisfaisante des participants, le Distributeur estime que les crédits et des modalités applicables aux options d'électricité interruptible sont adéquats et suffisants. »

La Régie note qu'avec la décision D-2014-156, le crédit fixe de l'option I d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance, dont les modalités s'appliquent à la clientèle au tarif LG, est passé de 6,00 \$/kW à 13,00 \$/kW, soit une augmentation de 117 %. Le crédit variable est passé de 7,0 ¢/kWh à 20,0 ¢/kWh pour les 20 premières heures, 25,0 ¢/kWh pour les 20 heures suivantes et 30,0 ¢/kWh pour les 60 dernières heures, soit une augmentation de 186 % à 286 %.

La Régie constate que dès l'année suivant la décision D-2014-156, le Distributeur lançait concurremment son programme GDP affaires, offrant à la clientèle de moyenne puissance ainsi qu'à celle au tarif LG un crédit fixe de 70 \$ le kW, soit de 1,7 à 5,4 fois plus que la nouvelle offre bonifiée de l'option d'électricité interruptible, laquelle offre de 13 \$ à 40 \$ le kW selon le nombre d'heures, de 0 à 100 heures au maximum.

(iii) Transcription, par la Régie, des propos de M. Jonathan Roy tirés de la vidéo « *Programme Gestion de la demande de puissance au centre hospitalier universitaire Sainte-Justine* » :

« On a eu à investir pour réussir à intégrer les mesures du GDP. C'est un investissement qui est fait ponctuellement une fois. Et puis, au terme de l'hiver 2015-2016, on a reçu un appui financier d'environ 130 000\$. Même quand on ne fait pas de GDP, on bénéficie. On a un visuel sur certaines infrastructures qu'on n'avait pas avant. Et puis pour nous, c'est un bénéfice à long terme. »

La narratrice conclut : *« Une offre avantageuse qui a peu ou pas d'impact sur les activités de votre établissement ou de votre entreprise; un investissement minimal que vous récupérez dès la première année; et un appui financier substantiel que vous recevrez chaque année de votre participation; voilà une offre simple et très rentable ».*

Transcription, par la Régie, des propos de M. Maxime Poulin tirés de la vidéo « *Programme Gestion de la demande de puissance au complexe Desjardins* » :

« Le programme d'Hydro-Québec ne nécessitait pas d'investissements importants au départ puisque toutes les économies, toutes les mesures ont été mises en place avec le système de contrôle du bâtiment.

L'incitatif financier était très intéressant. On avait l'impression dans ce programme-là qu'on ne pouvait pas perdre. C'était juste à notre avantage. J'invite les gens, les autres gestionnaires de bâtiment d'embarquer dans le programme. »

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

La Régie note que, selon le Distributeur, la meilleure approximation du coût supporté par les clients pour mettre en place les moyens opérationnels serait de 10,50 \$ par kW, des dépenses qui *ne sont pas toujours récurrentes*.

La Régie note que pour certains grands clients au tarif LG particulièrement, l'investissement requis peut être minimal ou récupéré dès la première année, tel qu'il apparaît au préambule (iii).

La Régie remarque également que le nombre de participants au tarif LG est passé de 13 à 70 en 2 ans, soit entre l'hiver 2015-2016 et l'hiver 2017-2018. Dans l'hypothèse où il n'y a

pas de réseaux municipaux parmi ces participants, le taux de participation des clients au tarif LG serait passé de 15 % à plus de 80 % en 2 ans, démontrant la très grande attractivité de l'incitatif financier de 70 \$ par kW pour la clientèle au tarif LG plus spécifiquement, avec un retour sur investissement significatif, soit de plus de 560 % la première année (70 \$ / 10,50 \$).

Demandes :

14.1 Veuillez présenter les actions entreprises et élaborer sur les efforts déployés par le Distributeur au cours des hivers 2014-2015 et 2015-2016 afin de susciter l'adhésion des plus grands clients de la clientèle moyenne puissance ainsi que celle au tarif LG à l'option d'électricité interruptible bonifiée. Veuillez comparer ces actions et ces efforts à ceux déployés afin de susciter l'adhésion au programme GDP affaires.

Réponse :

1 **Options d'électricité interruptibles**

2 **Suivant le déclin dans la participation aux OÉI pour la clientèle grande**
3 **puissance, le Distributeur a principalement proposé à la Régie, dans le cadre**
4 **du dossier tarifaire R-3891-2014, des modifications importantes aux modalités**
5 **de cette option visant la clientèle industrielle grande puissance et des**
6 **ajustements pour la clientèle moyenne puissance et les clients du tarif LG. Le**
7 **Distributeur en rappelle ci-après les principaux points, mentionnés dans la**
8 **décision D-2014-156 rendue le 8 septembre 2014, par laquelle la Régie**
9 **bonifiait les OÉI.**

10 ***Clientèle industrielle grande puissance***

11 **Le Distributeur proposait de :**

- 12 • **introduire un crédit variable progressif ainsi qu'une bonification des**
13 **montants dudit crédit suivant les préoccupations des clients en regard**
14 **du nombre d'heures d'interruption et des coûts additionnels**
15 **occasionnés, notamment par les pertes de production ;**
- 16 • **bonifier le montant du crédit fixe ;**
- 17 • **ajouter une seconde option limitant le nombre d'appels par jour.**

18 ***Clientèle moyenne puissance***

19 **Face au constat du Distributeur quant à la participation très faible de la**
20 **clientèle moyenne puissance aux OÉI, il proposait pour cette dernière dans le**
21 **cadre du même dossier tarifaire de :**

- 22 • **bonifier le crédit fixe ;**
- 23 • **introduire un crédit variable progressif pour les mêmes montants que**
24 **ceux introduits pour la clientèle de grande puissance par souci de**
25 **cohérence ;**

- 1 • ajouter une seconde option qui inclut les modalités d'interruption
2 propres à l'option tarifaire d'utilisation des groupes électrogènes de
3 secours pour la clientèle de moyenne puissance ;
- 4 • limiter l'adhésion aux clients dont la puissance maximale appelée est
5 égale ou supérieure à 1 000 kW. Le Distributeur justifiait cette
6 proposition par le fait qu'aucun client de moins de 1 000 kW n'avait
7 adhéré à cette option par le passé et que cette dernière visait des
8 clients en mesure de gérer leur consommation, de la moduler et d'en
9 exploiter la flexibilité tout en tenant compte de leurs contraintes
10 financières et opérationnelles.

11 *Clients du tarif LG*

12 La Régie a également entériné la proposition du Distributeur de ne plus offrir
13 les OÉI de grande puissance aux clients du tarif LG, ce dernier voulant vérifier
14 si les modalités et les crédits des OÉI offertes à la clientèle moyenne
15 puissance seraient attrayants pour les clients du tarif LG. Le Distributeur tient
16 également à préciser que cette clientèle a participé dans le passé à des appels
17 à la population pour réduire leur charge, à titre de bon citoyen corporatif. De
18 l'avis du Distributeur, avant la bonification des OÉI, cette clientèle n'y avait
19 jamais exprimé d'intérêt.

20 Par cette même décision, la Régie entérinait la proposition du Distributeur
21 d'augmenter et arrimer la pénalité pour non-respect de l'engagement sur la
22 puissance interruptible des clients de moyenne et grande puissance et ceux
23 au tarif LG.

24 Puisque la décision a été rendue un 8 septembre et que les articles 4.42 et
25 6.15 des Tarifs d'électricité prévoient que le client doit soumettre son
26 application avant le 1^{er} octobre, le Distributeur disposait de très peu de temps
27 pour déployer une stratégie de commercialisation pour susciter l'adhésion
28 aux OÉI bonifiées pour la clientèle moyenne puissance ainsi que celle au tarif
29 LG pour l'hiver 2014-2015. Toutefois, le Distributeur a informé ses clients au
30 tarif LG le 25 septembre 2014, dans le cadre d'un résumé destiné à la clientèle
31 de grande puissance, déposé à l'annexe A de la présente pièce.

32 En début d'année 2015, le Distributeur a entrepris une promotion plus active
33 des OÉI bonifiées auprès de sa clientèle moyenne puissance en vue de l'hiver
34 2015-2016. Une évaluation de la pertinence des deux options pour chaque
35 client admissible a été réalisée. Pour ses clients au tarif LG, le Distributeur,
36 par le biais de ses délégués commerciaux, a présenté les OÉI bonifiées en
37 cours d'année 2015.

38 Au sortir de l'effort de sollicitation en vue de l'hiver 2015-2016, les OÉI pour la
39 clientèle moyenne puissance et les clients au tarif LG n'ont toutefois pas

1 général d'intérêt commercial, la bonification à ces options n'étant pas
2 suffisante selon la rétroaction obtenue auprès de cette clientèle. À cet effet, le
3 Distributeur soumet à la Régie les raisons principales justifiant la décision de
4 sa clientèle :

- 5 • la clientèle n'est pas en mesure de gérer avec précision la puissance
6 interruptible mise à la disposition du Distributeur, ce qui l'expose aux
7 pénalités citées à l'article 4.47 des Tarifs d'électricité ;
- 8 • les montants des crédits fixe et variable ne sont pas suffisants pour
9 compenser la perte de production et les risques associés au
10 redémarrage des équipements pour les clients industriels, la logistique
11 de planification et l'achat d'équipement de redondance.

12 Programme GDP Affaires

13 Avant le lancement du projet pilote, une présentation publique du Programme
14 aux partenaires et clients du Distributeur a eu lieu. Le Distributeur y a
15 notamment précisé et expliqué les modalités du Programme. Ce dernier a
16 également été présenté dans le cadre de différents colloques et congrès des
17 associations regroupant la clientèle visée. Les clients ont aussi été sollicités à
18 travers les délégués commerciaux du Distributeur, lesquels ont pu exposer le
19 Programme plus en détails et répondre aux interrogations des clients. Enfin,
20 Hydro-Québec met en ligne, sur son site Web, une page faisant la promotion
21 du Programme, comprenant une vidéo explicative et des témoignages vidéo
22 des clients.

23 En conclusion, le Distributeur porte à l'attention de la Régie le fait qu'on ne
24 peut attribuer l'écart considérable de participation de la clientèle LG et de
25 moyenne puissance entre les OÉI et le Programme à une différence de
26 notoriété. Cet écart est plutôt l'illustration claire que les modalités du
27 Programme sont beaucoup mieux adaptées à cette clientèle que ne le sont les
28 OÉI.

14.2 Veuillez élaborer sur l'incidence qu'a pu avoir le lancement du programme GDP
 affaires, offrant 70 \$ le kW, sur les adhésions à l'option d'électricité interruptible pour
 la clientèle au tarif LG.

Réponse :

29 Depuis la création du tarif LG, donc antérieurement au lancement du
30 Programme, le Distributeur ne compte aucune adhésion aux OÉI pour cette
31 clientèle.

32 Considérant, d'une part, que les clients au tarif LG n'ont jamais manifesté un
33 intérêt commercial pour ces options, comme mentionné à la réponse à la
34 question 14.1, et, d'autre part, le nombre d'abonnements au tarif LG ayant

1 **bénéficié du Programme au cours des dernières années, le Distributeur**
2 **conclut que les modalités prévues au Programme conviennent davantage aux**
3 **clients à ce tarif.**

14.3 Veuillez élaborer sur la possibilité, les avantages et les inconvénients de restreindre l'admissibilité au programme GDP affaires aux tarifs petite et moyenne puissance et d'offrir une option d'électricité interruptible, bonifiée au besoin, à la clientèle du tarif LG.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 14.1.**

5 **À la lumière des résultats constatés en ce qui touche les OÉI pour la clientèle**
6 **du tarif LG, il est clair que leur bonification devrait être suffisamment**
7 **importante pour susciter un intérêt de la part des clients. Un niveau**
8 **comparable à celui offert par le Programme serait nécessaire. Ce faisant, le**
9 **Distributeur peine à voir quelle serait l'avantage de tenter de faire migrer les**
10 **clients du tarif LG participant au Programme vers l'une ou l'autre des OÉI.**

Annexe A :

Résumé adressé à la clientèle de grande puissance

Demande tarifaire 2015-2016 – Résumé pour la clientèle de grande puissance

Au début d'août, Hydro-Québec Distribution a déposé auprès de la Régie de l'énergie une demande visant une hausse moyenne de 3,9 % des tarifs d'électricité pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels l'ajustement est de 3,5 %¹. Cet ajustement s'appliquerait à compter du 1^{er} avril 2015.

La demande tarifaire d'Hydro-Québec Distribution est accessible sur le site Web de la Régie de l'énergie, au www.regie-energie.qc.ca.

Voici un résumé des éléments de la demande tarifaire qui touchent la clientèle de grande puissance.

Établissement du prix de l'électricité additionnelle

Compte tenu de l'équilibre énergétique entre l'offre et la demande, la formule actuelle d'établissement du prix de l'électricité additionnelle ne reflète plus les coûts marginaux du Distributeur. Il est proposé de fixer deux prix :

- Période d'été : prix égal au coût moyen de l'électricité patrimoniale, soit 2,84 ¢/kWh pour l'année 2015-2016.
- Période d'hiver : prix égal à la moyenne du coût évité pour l'énergie de la période hivernale et du coût moyen de l'électricité patrimoniale, pondérée selon le nombre d'heures où le Distributeur prévoit effectuer des achats à court terme sur les marchés.

Toutefois, les prix établis demeureraient toujours limités par le prix plancher pour les abonnements de moyenne ou de grande puissance, selon le cas.

Conditions d'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de fourniture au tarif L (art. 5.12)

Dans l'optique d'accroître la flexibilité tarifaire pour les clients industriels, il est proposé d'inclure les grèves parmi les événements donnant droit au crédit pour interruption ou diminution de fourniture.

¹ Les clients industriels de grande puissance ne sont pas touchés par l'indexation du bloc patrimonial, dont l'impact représente 0,4 % de l'ajustement global de 3,9 % demandé pour 2015-2016.

Conditions d'admissibilité du tarif de maintien de la charge

Étant donné que plusieurs clients ont déjà profité du tarif de maintien de la charge et n'y sont plus admissibles, il est proposé de modifier les conditions d'admissibilité de ce tarif afin de permettre aux clients d'avoir recours de nouveau à celui-ci, pour une dernière fois, après un délai minimal de 60 mois depuis la dernière adhésion (art. 6.6).

Service Signature

Dans l'optique d'amélioration de l'offre à l'intention de l'ensemble de la clientèle d'affaires, il est proposé d'ajuster le service de base de façon à en réduire les frais à 5 250 \$ et d'offrir ce service à la clientèle de moyenne puissance. Le bilan annuel des indicateurs de la qualité de l'électricité et le balisage du comportement des charges sont offerts en option moyennant des frais annuels de 5 000 \$ alors que la formation d'une demi-journée est retirée.

Options d'électricité interruptible

Par sa décision D-2014-156, la Régie de l'énergie approuve les nouvelles modalités applicables pour l'hiver 2014-2015.

Électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance (option réservée aux clients au tarif L)

- Création d'une nouvelle option avec une seule interruption par jour (option II)
- Ajustement des crédits fixes et variables en fonction de l'augmentation des prix observés sur les marchés de référence
- Bonification du coefficient de contribution (retrait de jusqu'à 4 jours non représentatifs)
- Assouplissement des modalités de reprise
 - Toutes les nuits et fins de semaine de la période d'hiver
 - Reprise au prix de l'énergie du tarif L jusqu'à concurrence de la quantité d'électricité qui a été interrompue
 - Prix de l'électricité additionnelle pour la consommation excédentaire

Élargissement de l'offre tarifaire pour les clients aux tarifs LG et L

- Les clients au tarif L à qui un avis de deux heures (option I) ne convient pas peuvent adhérer à l'option II avec préavis à 15 h la veille pour la clientèle de moyenne puissance
- Les clients au tarif LG peuvent adhérer aux nouvelles options d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance (options I et II)

La nouvelle structure de crédits ainsi que les principales modalités des options d'électricité interruptible sont présentées aux tableaux 1 et 2.

Les clients intéressés doivent soumettre leur demande d'adhésion avant le 1^{er} octobre.

Tableau 1

Options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance (tarif L)

Crédits et modalités	Option I	Option II
Crédit fixe (période d'hiver)	13,00 \$/kW	6,50 \$/kW
Crédits variables		
Un seul palier	s. o.	20,00 ¢/kWh
20 premières heures	20,00 ¢/kWh	-
20 heures suivantes	25,00 ¢/kWh	-
60 dernières heures	30,00 ¢/kWh	-
Préavis		
Jours de semaine	2 heures	
Jours de fin de semaine	15 h 30 la veille	
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	1
Délai minimal entre 2 interruptions	4 heures	16 heures
Durée d'une interruption	4 à 5 heures	
Nombre maximal d'interruptions par hiver	20	10
Durée maximale des interruptions par hiver	100 heures	50 heures

Tableau 2

Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance

Crédits et modalités	Option I	Option II
Crédit fixe (période d'hiver)	13,00 \$/kW	9,10 \$/kW
Crédits variables		
Un seul palier	s. o.	20,00 ¢/kWh
20 premières heures	20,00 ¢/kWh	-
20 heures suivantes	25,00 ¢/kWh	-
60 dernières heures	30,00 ¢/kWh	-
Préavis		
Jours de semaine	2 heures	15 h la veille
Jours de fin de semaine	15 h 30 la veille	-
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	2
Délai minimal entre 2 interruptions	4 heures	6 heures
Durée d'une interruption	4 à 5 heures	4 heures
Nombre maximal d'interruptions par hiver	20	25
Durée maximale des interruptions par hiver	100 heures	100 heures