

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

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ

COÛTS ÉVITÉS

1. **Référence** : D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 64, paragraphes 209 et 210.

Préambule :

« [209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.
» (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur compte déposer les premières propositions dont il est question au préambule.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur a présenté à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015) du dossier**
2 **R-4057-2018, déposé le 27 juillet 2018, les éléments permettant de répondre à**
3 **la décision D-2018-025.**

- 1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur considère qu'un débat doit être entrepris sur la méthode de calcul des coûts évités avant d'évaluer le programme GDP Affaires d'un point de vue économique dans le cadre du présent dossier. Dans la négative, veuillez justifier. Dans l'affirmative, veuillez préciser à quel moment le Distributeur compte entreprendre un tel débat avant d'évaluer le programme GDP Affaires.

Réponse :

- 4 **Voir la réponse à la question 1.1.**

INSCRIPTIONS AU PROGRAMME

2. Références :

- (i) B-0002, page 3, paragraphe 16;
- (ii) D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 77 et 78, paragraphe 267.

Préambule :

- (i) « 16. Les préoccupations énoncées par la Régie dans la décision D-2018-025 ont introduit une incertitude quant au bien-fondé des objectifs et à la récupération des sommes à venir du Programme. En conséquence, le Distributeur a dû suspendre les inscriptions pour l'hiver 2018-2019. » (Nous soulignons)
- (ii) « [267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$. » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

Demande :

- 2.1 Veuillez expliquer ce que le Distributeur entend par la suspension des inscriptions pour l'hiver 2018-2019 tel que mentionné à la référence (i). Est-ce qu'il a dû suspendre les inscriptions au-delà d'une contribution prévue de 230 MW tel qu'ordonné par le Régie à la référence (ii) ou est-ce qu'il a dû suspendre toutes les inscriptions pour l'hiver 2018-2019, y compris celles des clients ayant déjà adhéré au Programme pour l'hiver 2017-2018. Dans ce dernier cas, veuillez concilier la suspension totale décrétée par le Distributeur avec la décision de la Régie apparaissant à la référence (ii).

Réponse :

- 1 **La décision de la Régie visait un plafonnement pour l'hiver 2017-2018. Pour**
2 **l'hiver 2018-2019, ne pouvant connaître la date à laquelle la décision de la**
3 **Régie sera rendue, le Distributeur a décidé de suspendre les inscriptions afin**
4 **de limiter les attentes des clients face à leur adhésion au Programme, ainsi**
5 **que de leur éviter des dépenses inutiles.**

APPARITION DES BESOINS DE PUISSANCE À COMBLER

3. Références :

- (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 6, lignes 7 à 12;
- (ii) B-0004, HQD-1, document 1, page 9, tableau 2;
- (iii) B-0004, HQD-1, document 1, page 8, lignes 28 à 36.

Préambule :

(i) « De plus, le Distributeur a la responsabilité de sécuriser à l’avance ses approvisionnements afin d’assurer l’équilibre offre-demande en pointe et de respecter le critère de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et celui de la Régie. Avant l’acquisition de nouveaux moyens de long terme, le Distributeur optimise ses moyens existants et s’appuie sur la contribution des marchés de puissance de court terme jusqu’à un potentiel maximal de 1 100 MW [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(ii) «

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

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

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

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

»

(iii) « 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, ce qu’illustre le tableau 2. 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)

Demandes :

- 3.1** Veuillez justifier l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle des besoins de long terme apparaîtraient dès l'hiver 2020-2021 alors que la puissance additionnelle requise apparaissant au tableau 2 de la référence (ii) pour cet hiver n'est que de 1 000 MW, soit une valeur inférieure à la contribution potentielle de 1 100 MW des marchés de puissance à court terme, tel que décrit à la référence (i).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.1 de l'ACEFQ à la pièce HQD-2, document 3.**

- 3.2** Veuillez fournir une version révisée du tableau de la référence (ii) mais en ajustant la réserve requise (voir note (1) du tableau 2).

Réponse :

2 **Ce bilan a été fourni afin d'illustrer l'ampleur du déficit de puissance sans la**
3 **contribution des moyens de gestion de puissance associée aux programmes**
4 **de GDP. Le Distributeur juge qu'il n'est ni nécessaire ni utile d'en produire**
5 **une mise à jour comprenant un ajustement de la réserve requise puisqu'un tel**
6 **ajustement n'aurait aucun impact sur les conclusions de l'analyse.**

INTERRUPTIONS RÉELLES

4. Références :

- (i) B-0007, HQD-1, document 2, page 9, tableau 4;
- (ii) R-4011-2017, A-0051, Notes sténographiques du 8 décembre 2017, page 162, lignes 8 à 17.

Préambule :

**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.

- (i) «
»
- (ii) « R. Oui. Donc, j'ai des réponses aux engagements de l'AHQ-ARQ. Pour les appels de l'hiver deux mille seize-deux mille dix-sept (2016-2017), il y a eu trois appels. Donc, le premier a contribué à cent soixante-dix-huit mégawatts (178 MW), le deuxième à cent quatre-vingt-six mégawatts (186 MW) puis le troisième pour cent quatre-vingt-cinq mégawatts (185 MW), ce qui donne la moyenne de cent quatre-vingt-trois mégawatts (183 MW) pour la contribution de la GDP. »

Demandes :

- 4.1** Tel que le Distributeur l'a fait à la référence (ii), veuillez fournir la contribution en MW de chacun des 5 appels du Programme de l'hiver 2015-2016 et de chacun des 7 appels du Programme de l'hiver 2017-2018 qui apparaissent au tableau 4 de la référence (i).

Réponse :

1 Les tableaux R-4.1-A à R-4.1-C présentent l'information demandée.

TABLEAU R-4.1-A :
ÉVÉNEMENTS DE GDP AU COURS DE L'HIVER 2015-2016

Événement de GDP	MW
5 janvier 2016 AM	25
5 janvier 2016 PM	23
19 janvier 2016 AM	24
12 février 2016 AM	27
15 février 2016 AM	26
Moyenne	25

AM : 6h à 9h / PM : 16 h 20 h.

TABLEAU R-4.1-B :
ÉVÉNEMENTS DE GDP AU COURS DE L'HIVER 2016-2017

Événement de GDP	MW
16 décembre 2016 AM	178
9 janvier 2017 AM	186
10 février 2017 AM	185
Moyenne	183

AM : 6h à 9h / PM : 16 h 20 h.

TABLEAU R-4.1-C :
ÉVÉNEMENTS DE GDP AU COURS DE L'HIVER 2017-2018

Événement de GDP	MW
15 décembre 2017 AM	278
28 décembre 2017 PM	280
29 décembre 2017 PM	295
5 janvier 2018 PM	293
15 janvier 2018 AM	290
15 janvier 2018 PM	274
26 janvier 2018 AM	298
Moyenne	287

AM : 6h à 9h / PM : 16 h 20 h.

4.2 Veuillez fournir les dates et heures des 15 appels du Programme GDP Affaires des trois derniers hivers qui sont présentés au tableau de la référence (i).

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 4.1.

ANALYSE ÉCONOMIQUE

5. Références :

- (i) B-0007, HQD-1, document 2, page 12, tableau 9;
- (ii) B-0007, HQD-1, document 2, page 13, tableau 10.

Préambule :

(i) «

**TABLEAU 9 :
TNT SELON LE BILAN ACTUEL 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)		350	410	430	450	470	490	510	530
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	210,2	24,5	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7	37,1
(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) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		35	41	43	45	47	49	51	53
(7) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		35	41	43	45	47	49	51	53
(8) = (7) * (6) Total (M\$)	25,5	2,8	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	355,2	38,6	46,1	49,3	52,7	56,1	59,7	63,3	67,1
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	215,3	23,4	28,0	29,9	31,9	34,0	36,2	38,4	40,7
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	570,5	62,0	74,1	79,2	84,6	90,1	95,8	101,7	107,8
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	330,0	34,1	41,4	44,9	48,6	52,5	56,5	60,7	65,1

»

(ii) Le tableau 10 est semblable au tableau 9 de la référence (i) mais en tenant compte du coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023.

Demandes :

5.1 Les tableaux 9 et 10 des références montrent des pertes de revenus par énergie non livrée aux lignes (5) à (8), mais ces tableaux ne montrent pas les coûts évités de

fourniture en énergie correspondant à cette énergie non livrée. Veuillez commenter cette absence des coûts évités de fourniture en énergie.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas considéré les coûts évités en énergie dans les**
2 **tableaux 9 et 10. L'intégration des pertes de revenus et des autres coûts dans**
3 **ces illustrations ne visait qu'à démontrer que ces éléments sont peu**
4 **significatifs en regard des coûts évités en puissance. Ajouter à ces analyses**
5 **les coûts évités en énergie ne fait qu'améliorer, de façon peu significative, le**
6 **résultat des tests. Comparativement au tableau R-2.2, déposé en réponse à la**
7 **question 2.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
8 **HQD-2, document 1, le TNT du scénario s'améliore de 11 M\$, passant de**
9 **286 M\$ à 297 M\$.**

5.2 Veuillez fournir une version révisée des tableaux 9 et 10 des références, contenant les coûts évités de fourniture en énergie (100 heures) dont il est question à la demande précédente.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 5.1.**

6. Références :

- (i) B-0007, HQD-1, document 2, page 14, tableau 11;
- (ii) B-0007, HQD-1, document 2, page 15, tableau 12;
- (iii) B-0010, HQD-1, document 3, page 8, lignes 4 à 7.

Préambule :

- (i) «

**TABLEAU 11 :
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMMES DE GDP**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Puissance additionnelle requise (MW)		200	700	1 000	1 400	1 650	1 850	2 200	2 500
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		350	410	430	450	470	490	510	530
(1) Avec achats puissance court terme		350	410	430	-	-	-	10	30
(2) Avec appel d'offres 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\$)	22,9	6,3	8,4	8,9	-	-	-	0,2	0,7
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (\$/kWh)		18,01	18,37	18,74	-	-	-	-	-
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	-	-	-	-	-
(7) = (6) * (5) Total (M\$)	20,7	6,3	7,5	8,1	-	-	-	-	-
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) * (2) Total (M\$)	228,5	-	-	-	52,7	58,1	59,7	63,3	67,1
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	284,5	12,6	15,9	17,0	55,8	59,3	62,9	66,9	71,2
Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)									
(14) Coûts totaux GDP Affaires	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
(15) = (14) - (13) Écart	(44,0)	15,3	16,8	17,3	(19,8)	(21,6)	(23,5)	(25,8)	(28,5)

- (ii) «

**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\$

- (iii) « De plus, pour s'assurer que la GDP soit une ressource fiable au même titre qu'une ressource conventionnelle, le Distributeur ajoute une réserve à celle-ci de 17 %. Cette réserve est déterminée en utilisant un modèle qui tient compte

des modalités de cette ressource. La réserve représente une couverture de l'incertitude associée à la GDP. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 6.1** L'AHQ-ARQ comprend que les coûts de la référence (ii) correspondent aux coûts d'achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre pour les heures où le Programme a été utilisé. Veuillez indiquer si le Distributeur a vraiment eu recours à de tels achats sur ce marché, à ces heures et à ces coûts. Sinon, veuillez expliquer le choix de ces coûts pour l'analyse sur 100 heures du tableau de la référence (i).

Réponse :

1 **Ce coût a été fourni afin de produire une analyse de sensibilité sur la**
2 **rentabilité du Programme à la demande de la Régie.**

3 **Le Distributeur s'attend, lors des appels au Programme à la pointe du réseau,**
4 **que le coût marginal des achats de court terme soit celui du marché de la**
5 **Nouvelle-Angleterre.**

- 6.2** Veuillez fournir un tableau du même format que le tableau de la référence (ii) montrant les coûts marginaux des achats réellement effectués par le Distributeur pour les heures où le Programme a été utilisé au cours des trois derniers hivers.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 4.6 de la demande de renseignements n° 1 de la**
7 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

- 6.3** Veuillez fournir une version révisée du tableau 11 de la référence (i) en utilisant, à la ligne « Puissance additionnelle requise (MW) », la valeur révisée découlant de la réponse à la demande 3.2 plus haut.

Réponse :

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

- 6.4** Veuillez fournir, pour chacun des hivers représentés au tableau 11 de la référence (i), la moyenne, sur toutes les simulations effectuées avec le modèle de la référence (iii), du nombre d'heures d'appel du Programme GDP Affaires.

Réponse :

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

EXIGENCES DU NPCC

7. **Référence** : B-0004, HQD-1, document 1, page 10, lignes 5 à 7.

Préambule :

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

Demande :

7.1 Veuillez indiquer si l'exigence apparaissant à la première phrase de la référence provient du NPCC. Dans l'affirmative, veuillez indiquer la référence à des documents du NPCC qui mentionnent spécifiquement que les ressources identifiées dans le bilan doivent être entièrement disponibles et exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur.

Réponse :

1 **Il s'agit d'une affirmation du Distributeur. Toutes les ressources présentées**
2 **au bilan de puissance du Distributeur, dont les ressources de puissance**
3 **ferme, sont dédiées au Distributeur.**

4 **Le Distributeur, comme planificateur des ressources, rappelle qu'il doit se**
5 **conformer au critère de fiabilité d'adéquation des ressources du NPCC, lequel**
6 **exige que des ressources adéquates soient disponibles à la pointe.**