
R-4041-2018

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME
GDP AFFAIRES

MÉMOIRE AMENDÉ DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

22 août 2018

Table des matières

1. Mise en situation.....	3
2. Position de l’AHQ-ARQ	5
3. Offre du Distributeur et rencontre des objectifs de déploiement.....	6
4. Test de neutralité tarifaire de l’adhésion annuelle.....	9
4.1. <i>Position du Distributeur.....</i>	<i>9</i>
4.2. <i>Position de l’AHQ-ARQ.....</i>	<i>13</i>
5. Adhésion pluriannuelle au Programme	27
6. Conclusions et recommandations	30
Annexe A – Proposition de coût évité de puissance fourniture	31

1. Mise en situation

Le présent dossier découle d'une ordonnance de la Régie de l'énergie (la « Régie ») dans sa décision D-2018-025¹ :

« [269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique. »

En réponse à cette ordonnance, le présent dossier a été déposé par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur »), le 22 mai dernier. Le Distributeur fait alors valoir qu'un traitement accéléré, qui mènerait à une décision au plus tard au début du mois de septembre, serait souhaitable.

Dans sa décision procédurale D-2018-065 rendue le 5 juin, la Régie convoque une rencontre préparatoire pour le 12 juin afin de préciser le traitement procédural pour l'examen du dossier. L'AHQ-ARQ a participé à cette rencontre et y a déposé une liste d'enjeux qu'elle entrevoyait alors².

Depuis, le Distributeur a déposé deux compléments de preuve, soit le 15 juin et le 27 juin, puis des réponses aux demandes de renseignements (« DDR ») de la Régie et des intervenants les 3 et 7 août.

Une audience sur les contestations de certaines des réponses du Distributeur aux DDR a eu lieu le 8 août dernier. Cette audience a aussi permis aux intervenants de donner leur point de vue sur la possibilité pour la Régie de rendre une ordonnance de sauvegarde afin de permettre les inscriptions au programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019 dans l'attente d'une décision finale dans le présent dossier. L'AHQ-ARQ a participé à cette audience en

¹ D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 78, paragraphe 269.

² C-AHQ-ARQ-0002.

contestant certaines réponses fournies par le Distributeur à ses DDR et en exprimant son point de vue sur l'ordonnance de sauvegarde.

Suite à cette audience, le Distributeur a déposé cinq engagements permettant de clarifier certaines des réponses aux DDR³.

Le présent mémoire portera sur les sujets suivants :

- La position de l'AHQ-ARQ envers le programme GDP Affaires (le « Programme »);
- L'offre du Distributeur versus les objectifs de déploiement
- Le test de neutralité tarifaire (« TNT ») de l'adhésion annuelle au Programme;
- Une proposition de l'AHQ-ARQ pour une adhésion pluriannuelle au Programme.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

³ Pièces B-0029 à B-0033.

2. Position de l'AHQ-ARQ

La position de l'AHQ-ARQ envers le Programme comporte deux volets. D'une part, l'AHQ et l'ARQ veulent s'assurer que les modalités du Programme soient intéressantes pour leurs membres qui participent déjà ou qui pourraient vouloir participer au Programme. D'autre part, l'AHQ et l'ARQ veulent aussi s'assurer que le Programme est juste et raisonnable envers leurs autres membres qui n'ont pas la possibilité d'adhérer au Programme en leur assurant que celui-ci n'aura pas d'effet défavorable sur leurs tarifs d'électricité.

C'est avec ce double objectif en tête que les propositions des prochaines sections ont été formulées.

3. Offre du Distributeur et rencontre des objectifs de déploiement

L'AHQ-ARQ considère que les modalités du Programme doivent être assez avantageuses pour encourager l'adhésion des clients en nombre suffisant permettant de rencontrer des objectifs à long terme du Programme et, ainsi, d'éviter certains coûts du Distributeur.

Les principales modalités du Programme apparaissent au Guide du participant⁴ et sont résumées ainsi :

- Accessibilité à tout client ayant un compteur communicant et dont le contrat de service d'électricité est assujéti au tarif D avec puissance facturée, DM, G, G9, M ou LG;
- Réduction de puissance estimée d'au moins 200 kW;
- Adhésion à renouveler à chaque année;
- Événements de GDP entre 6h et 9h et/ou entre 16 h à 20 h sauf les fins de semaine et les jours fériés;
- Maximum de 100 heures par hiver;
- Avis de GDP entre 4 et 25 heures avant le début d'un événement de GDP;
- Soumission d'un projet au plus tard le 8 septembre 2017 pour l'hiver 2017-2018;
- Maximum de deux avis de GDP par hiver pouvant être ignorés sans pénalité;
- Appui financier de 70 \$/kW pour l'hiver 2017-2018;

⁴ B-0007, HQD-1, document 2, Annexe A.

- Montant de l'appui financier minimal pour un hiver (« MAFM ») correspondant au moindre de 20 000 \$ et de 10,50 \$/kW-hiver;
- La valeur réelle à facturer n'est connue qu'à la fin de l'hiver.

Les résultats du Programme en termes de puissance effacée à la pointe apparaissent au tableau suivant⁵ :

TABLEAU 3 :
RÉSULTATS DU PROGRAMME GDP AFFAIRES (MW)

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

En mode prévisionnel, le Distributeur s'est fixé les objectifs suivants pour le déploiement du Programme⁶ :

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

Lors de l'audience du 8 août 2018, le Distributeur a indiqué que la valeur prévue pour l'hiver 2018-2019 était plutôt de 320 MW⁷.

Le Distributeur mentionne que les modalités du Programme et, en particulier, le crédit de 70 \$/kW-hiver permettent d'entrevoir une adhésion suffisante des clients pour rencontrer ces objectifs⁸.

⁵ B-0004, HQD-1, document 1, page 13, tableau 3.

⁶ B-0015, HQD-2, document 1, page 8, tableau R-2.1.

⁷ A-0015, page 217 et 218; et A-0018, page 33.

⁸ B-0015, HQD-2, document 1, pages 11 à 14, réponse 3.1.

Aussi, le Distributeur souligne que 97 % des participants au Programme à l'hiver 2016-2017 ont renouvelé leur engagement pour l'hiver 2017-2018⁹, ce qui démontre aussi l'attrait du Programme.

Enfin, du côté des participants actuels au Programme, le nombre et la teneur des observations¹⁰ de ceux-ci dans le présent dossier témoigne de leur intérêt à adhérer au Programme avec les modalités présentement offertes par le Distributeur.

L'AHQ-ARQ constate que les modalités du Programme présentement offertes représentent un incitatif suffisant aux clients afin que le Distributeur puisse vraisemblablement atteindre ses objectifs d'effacement à la pointe inscrits à son plus récent bilan en puissance.

⁹ B-0004, HQD-1, document 1, page 14; et B-0019, HQD-2, document 5, page 3, réponse 1.2.

¹⁰ D-0001 à D-0067.

4. Test de neutralité tarifaire de l'adhésion annuelle

À la section précédente, l'AHQ-ARQ a reconnu la vraisemblance des objectifs fixés par le Distributeur sur la contribution du Programme au bilan en puissance à long terme. Dans cette section, l'AHQ-ARQ vérifie son deuxième objectif énoncé à la section 2 plus haut, soit la démonstration que le Programme présente un TNT favorable pour l'adhésion annuelle offerte par le Distributeur.

4.1. Position du Distributeur

Le Distributeur présente ainsi les principaux paramètres et les résultats de l'analyse économique du Programme pour l'hiver 2018-2019¹¹ :

TABLEAU 4 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES

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

TABLEAU 5 :
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

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

¹¹ B-0004, HQD-1, document 1, page 15, tableaux 4 et 5.

Avec les paramètres qu'il a choisis, le Distributeur arrive à la conclusion que les tests du coût total en ressources (« TCTR »), du client participant (« TP ») et de neutralité tarifaire (TNT) sont tous les trois positifs. L'AHQ-ARQ présente ici les divers paramètres choisis par le Distributeur puis la position de l'AHQ-ARQ sur chacun de ceux-ci sera exposée à la section suivante.

Appui financier par kW réduit

Le Distributeur utilise un montant de 70 \$/kW-an comme appui financier dans ses démonstrations économiques. Il suppose ainsi qu'il émettrait des avis de GDP à chaque année et que, par conséquent, le MAFM ne serait jamais appliqué.

Coût évité de puissance fourniture

Le Distributeur a opté pour l'utilisation du coût évité de puissance fourniture de long terme (110,28 \$2017/kW-an) pour un moyen de gestion qui n'est garanti que pour le prochain hiver et dont le signal de prix en puissance n'est que de 20 \$2017/kW-an jusqu'à l'hiver 2022-2023 inclusivement¹². Depuis que le Distributeur a commencé à justifier les crédits consentis pour le Programme, la Régie et certains intervenants ont mis en doute ce choix¹³. Le Distributeur répond que le Programme ne peut pas être considéré comme un approvisionnement de court terme puisque, notamment, la majorité des clients du Programme renouvellent leur engagement pour plus d'un an¹⁴.

Coût évité d'énergie

Tel qu'il le précise en réponse à une DDR de l'AHQ-ARQ, le Distributeur n'a pas considéré les coûts évités d'énergie mais il indique que leur inclusion aux

¹² D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 60 et 61, paragraphe 195.

¹³ D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 75 à 78, paragraphes 251 à 270.

¹⁴ B-0004, HQD-1, document 1, pages 8 et 9.

analyses économiques ne ferait qu'améliorer, de façon peu significative, le résultat des tests¹⁵ :

« Le Distributeur n'a pas considéré les coûts évités en énergie dans les tableaux 9 et 10. L'intégration des pertes de revenus et des autres coûts dans ces illustrations ne visait qu'à démontrer que ces éléments sont peu significatifs en regard des coûts évités en puissance. Ajouter à ces analyses les coûts évités en énergie ne fait qu'améliorer, de façon peu significative, le résultat des tests. Comparativement au tableau R-2.2, déposé en réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1, le TNT du scénario s'améliore de 11 M\$, passant de 286 M\$ à 297 M\$. »

Coût évité puissance transport charge locale et coût évité puissance distribution

Comme il apparaît au tableau 4 du Distributeur plus haut, celui-ci a choisi de prendre en compte le coût évité puissance transport charge locale (49,09 \$2017/kW-an) et le coût évité puissance distribution (17,77 \$2017/kW-an)¹⁶.

TNT

En plus des tableaux 4 et 5 ci-dessus, le Distributeur a produit les tableaux suivants en réponse à des demandes de la Régie¹⁷ :

¹⁵ B-0018, HQD-2, document 4, pages 9 et 10, réponse 5.1.

¹⁶ R-4011-2017, B-0019, HQD-4, document 4, page 6, section 1.2.

¹⁷ B-0015, HQD-2, document 1, pages 8 à 10, tableaux R-2.2-A à 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
(5) 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									
(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
(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
(5) 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)

Le tableau R-2.2-A montre que le TNT est positif pour chaque année de l'horizon étudié avec les paramètres choisis par le Distributeur et tel que décrits ci-dessus. Le tableau R-2.2-B montre aussi un TNT positif pour chaque année de l'horizon étudié avec les paramètres choisis par le Distributeur mais en utilisant le coût évité puissance fourniture de court terme jusqu'à l'hiver 2022-2023 inclusivement. Le tableau R-2.2-C montre quant à lui que, sans programme de GDP, les coûts d'achats d'électricité seraient inférieurs aux coûts totaux GDP Affaires pour les trois prochains hivers.

4.2. Position de l'AHQ-ARQ

Dans cette section, l'AHQ-ARQ analyse les éléments des évaluations économiques préparées par le Distributeur et décrites ci-dessus et formule des propositions visant à modifier certains choix méthodologiques faits par le Distributeur.

D'entrée de jeu, l'AHQ-ARQ est consciente que le Distributeur pourrait alléguer que, dans ses analyses économiques du présent dossier, il a utilisé les coûts évités en vigueur tel qu'approuvés par le Régie dans sa décision D-2018-025¹⁸. L'AHQ-ARQ est d'avis toutefois que cette avenue ne serait pas souhaitable et qu'elle ferait totalement abstraction des réticences de la Régie sur l'utilisation passée des coûts évités dans les analyses économiques¹⁹. Par conséquent, dans ce qui suit, l'AHQ-ARQ propose, en prélude à l'exercice qui devra être fait dans le cadre du dossier R-4057-2018, des modifications à la détermination de certains coûts évités et à leur utilisation.

Appui financier par kW réduit

L'AHQ-ARQ est d'avis que l'utilisation systématique d'un montant de 70 \$/kW-an comme appui financier dans les démonstrations économiques faites par le Distributeur n'est pas réaliste. En effet, Le Distributeur suppose ainsi qu'il émettrait des avis de GDP à chaque année et que, par conséquent, le MAFM ne serait jamais appliqué. Toutefois, ceci va à l'encontre de ce qui est prévu par le Distributeur²⁰ :

« Le Distributeur tient à préciser que cette espérance inclut un grand nombre de cas sans jour d'utilisation du Programme. Ceux-ci surviennent généralement lorsque les besoins en puissance simulés sont plus faibles, notamment en raison des conditions climatiques plus chaudes que la normale. L'utilisation du Programme est beaucoup plus valorisée pour les cas de besoins en puissance plus élevés que le scénario moyen de demande (ce qui serait évidemment le cas pour des besoins en puissance comparables à ceux incluant la réserve tels que considérés dans le bilan en puissance du Distributeur). » (Nous soulignons)

¹⁸ D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 64, paragraphe 208.

¹⁹ D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 62 à 64, paragraphes 201 à 210.

²⁰ B-0032, HQD-3, document 4, page 3, lignes 11 à 18.

L'AHQ-ARQ comprend que dans le cas du scénario moyen de la demande, le Distributeur ne prévoit pas d'utilisation des options d'électricité interruptible et du Programme, comme il l'a mentionné dans le passé et comme semble le suggérer la note 2 du tableau suivant déposé dans la cause tarifaire de l'an dernier²¹ :

TABLEAU 6 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2016			2017			2018		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	14,7	1 469,0	99,7	15,4	1 558,1	101,4	16,9	1 738,2	103,1
COURT TERME	0,1	48,4	s.o.	0,0	41,5	s.o.	0,0	38,2	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,1	11,3	91,4	0,0	0,3	49,9	0,0	0,7	67,0
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,0	300,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	37,1	s.o.	s.o.	41,2	s.o.	s.o.	37,5	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	14,0	s.o.	s.o.	12,7	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
<i>dont nouvelles interventions en GDP</i>	s.o.	4,1	s.o.	s.o.	15,2	s.o.	s.o.	18,5	s.o.
TOTAL	14,9	1 517,4	102,1	15,4	1 599,5	104,1	16,9	1 776,4	105,3

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

L'AHQ-ARQ ne possède pas l'information sur la probabilité du cas où aucun avis de GDP ne serait utilisé pour un hiver donné. Toutefois, avec les informations fournies par le Distributeur, l'AHQ-ARQ supposera que cette probabilité est de 50 % puisqu'en présence du cas moyen, aucun avis de GDP ne serait émis selon les prévisions du Distributeur. Les analyses qui suivent pourraient être mises à jour si le Distributeur fournissait une valeur différente.

En utilisant cette hypothèse de 50 %, on déduit que le crédit de 70 \$/kW-hiver s'appliquerait la moitié du temps pour un participant et que le MAFM correspondant à 10,50 \$/kW-hiver ou moins²² s'appliquerait l'autre moitié du temps.

Par conséquent, pour les fins des analyses économiques, l'appui financier moyen annuel serait de 40,25 \$/kW-hiver et non de 70 \$/kW-hiver comme le

²¹ R-4011-2017, B-0022, HQD-6, document 1, page 10, tableau 6.

²² B-0007, HQD-1, document 2, annexe A, page 10.

suggère le Distributeur. L'AHQ-ARQ propose d'utiliser cette valeur dans les analyses économiques.

Coût évité de puissance fourniture

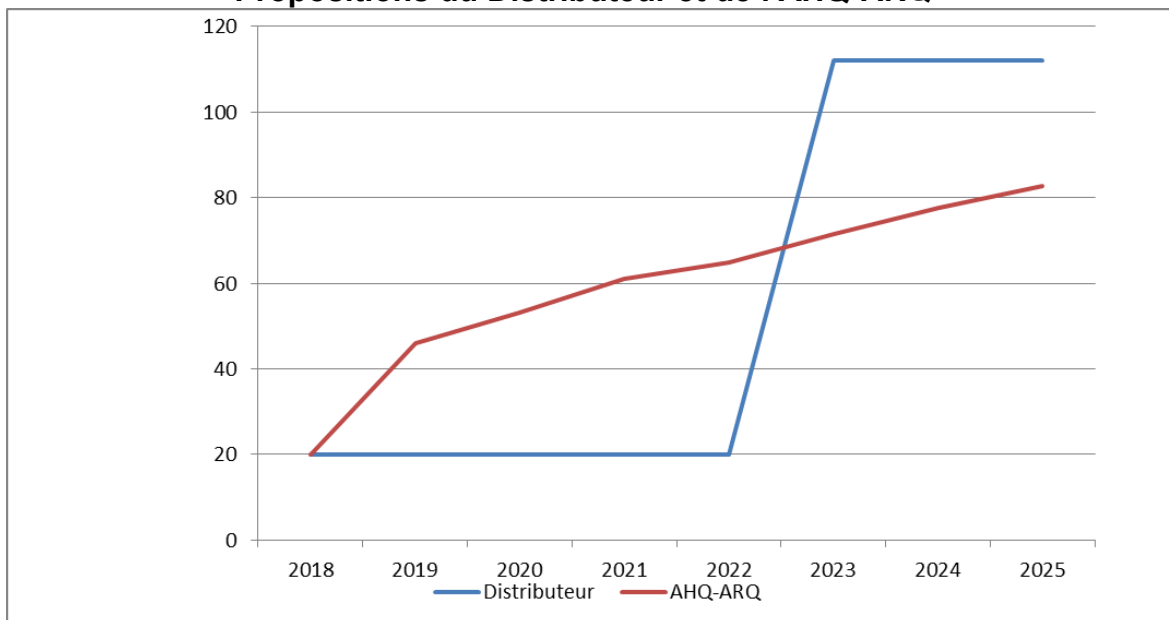
Comme elle l'a exprimé depuis quelques années²³, l'AHQ-ARQ est préoccupée, tout comme la Régie²⁴, par des écarts importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. Afin de corriger cette anomalie, l'AHQ-ARQ présente en annexe A une méthode simple d'établissement des coûts évités de puissance fourniture qui tient compte des aléas sur la prévision de la demande.

Le résultat est résumé dans la figure suivante issue de l'annexe A et sera utilisé comme coût évité de puissance fourniture par l'AHQ-ARQ dans les analyses qui suivent.

²³ Voir notamment R-4011, C-AHQ-ARQ-0001, page 5, paragraphe 22; et R-3980-2016, A-0051, pages 131 à 133.

²⁴ D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 63 et 64, paragraphe 206.

Figure AHQ-ARQ-A-1
Coût évité puissance fourniture (\$/kW-hiver)
Hivers 2018-2019 à 2025-2026
Propositions du Distributeur et de l’AHQ-ARQ



Le tableau suivant résume les résultats de l’annexe A en termes de signal de coût évité puissance fourniture proposé par l’AHQ-ARQ pour les hivers à venir.

Tableau AHQ-ARQ-1
Signal de coût évité puissance fourniture proposé par l’AHQ-ARQ
(dollars constants)

Hiver	Coût évité puissance fourniture (AHQ-ARQ) (\$/kW-hiver)
2018-2019	20,00
2019-2020	46,07
2020-2021	53,17
2021-2022	60,95
2022-2023	64,85
2023-2024	71,54
2024-2025	77,74
2025-2026	82,62

L'AHQ-ARQ propose d'utiliser le coût évité puissance fourniture apparaissant au tableau AHQ-ARQ-1 pour les analyses économiques des adhésions au Programme.

Coût évité d'énergie

Le Distributeur indique que chaque kWh d'effacement représente une perte de revenus de 7,88 ¢/kWh pour l'hiver 2018-2019²⁵. Par contre, il indique aussi qu'il estime que la part de la réduction de puissance obtenue au moyen d'énergies de substitution serait de l'ordre de 50 %²⁶. Par conséquent, le Distributeur indique que la perte de revenus doit être réduite de moitié puisque 50 % des participants procéderaient simplement à un déplacement de leur charge sans perte de revenus²⁷. L'AHQ-ARQ en déduit donc que la perte de revenu moyenne de chaque kWh d'effacement n'est plus que de $7,88 / 2 = \underline{3,94 \text{ ¢/kWh}}$ pour l'hiver 2018-2019.

D'autre part, le Distributeur fournit le nombre de jours d'espérance d'utilisation du Programme par année pour les quatre prochaines pointes²⁸. L'AHQ-ARQ s'interroge sur la diminution du nombre de jours/an entre l'hiver 2019-2020 (1,55) et l'hiver 2020-2021 (1,23) alors que le bilan en puissance montre des besoins

²⁵ B-0015, HQD-2, document 1, page 8, tableau R-2.2-A.

²⁶ B-0010, HQD-1, document 3, page 6.

²⁷ B-0016, HQD-2, document 2, page 15, réponse 6.3.

²⁸ B-0032, HQD-3, document 4, page 3.

additionnels supérieurs en 2020-2021. L'AHQ-ARQ pourra clarifier ce point lorsqu'elle en aura l'occasion.

L'espérance d'utilisation du Programme pour l'hiver 2018-2019 est de 1,44 jour/an, soit 35 heures. On peut constater que cette valeur est légèrement supérieure au nombre d'heures d'utilisation des trois derniers hivers²⁹.

À chaque heure où un kW est effacé, il évite un achat de court terme sur les marchés. En réponse à une DDR de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a fourni ainsi les dates et heures des événements de GDP des trois derniers hivers³⁰ :

²⁹ B-0007, HQD-1, document 2, page 9, tableau 4.

³⁰ B-0018, HQD-2, document 4, page 8.

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.

Pour chacune de ces journées d'événements de GDP, on peut connaître le coût des achats de court terme les plus chers effectués auprès des marchés à l'aide des suivis fournis par le Distributeur³¹.

³¹ B-0015, HQD-2, document 1, page 19, réponse 4.6; et B-0033, HQD-3, document 5.

À partir de ces informations, l’AHQ-ARQ a produit le tableau suivant :

Tableau AHQ-ARQ-2
Coût maximal des achats de court terme effectués lors des journées
d’événements de GDP

Événements de GDP	Coût maximal d'achats de court terme (\$/MWh)	Marché	Note (1)
5 janvier 2016 AM	500,51	NY ISO - RT	
5 janvier 2016 PM	500,51	NY ISO - RT	
19 janvier 2016 AM			(2)
12 février 2016 AM	56,90	HQP	
15 février 2016 AM	122,97	NE ISO - DAM	
16 décembre 2016 AM	208,48		
9 janvier 2017 AM	88,93	NY ISO - RT	(3)
10 février 2017 AM	88,93	NY ISO - RT	(3)
15 décembre 2017 AM	233,45	NE ISO - DAM	(3)
28 décembre 2017 PM	233,45	NE ISO - DAM	(3)
29 décembre 2017 PM	233,45	NE ISO - DAM	(3)
5 janvier 2018 PM	223,21	OPG	
15 janvier 2018 AM	233,61	NE ISO - DAM	
15 janvier 2018 PM	233,61	NE ISO - DAM	
26 janvier 2018 AM	58,38	NY ISO - DAM	
Moyenne	215,46		
Notes:			
(1) Les données horaires n'étant pas disponibles, les coûts maximaux journaliers ont été utilisés.			
(2) Aucun achat de court terme n'ayant été effectué en cette journée, cet événement n'a pas été considéré.			
(3) La confidentialité n'étant pas encore levée sur le suivi, la valeur maximale du trimestre a été utilisée.			

Le coût moyen des achats d’énergie à la marge évités par les événements de GDP depuis l’hiver 2015-2016 est de 215,46 \$/MWh (ou 21,55 ¢/kWh) tel que le montre le tableau précédent. Certaines hypothèses, apparaissant dans les notes au bas du tableau, ont toutefois dû être faites à cause des informations incomplètes fournies par le Distributeur. Le tableau pourrait être mis à jour si les informations complètes étaient fournies par le Distributeur.

On doit remarquer que ce montant de 215,46 \$/MWh est différent du montant de 180,08 \$/MWh fourni par le Distributeur en se basant uniquement sur le marché de la Nouvelle-Angleterre³². Le tableau AHQ-ARQ-2 ci-dessus montre d'ailleurs que le marché à la marge n'a pas toujours été celui de la Nouvelle-Angleterre.

En résumé de ce qui précède, chaque kWh du Programme effacé prive le Distributeur d'un revenu moyen de 3,94 ¢/kWh alors qu'il évite un achat moyen de 21,55 ¢/kWh, pour un coût évité net de 17,61 ¢/kWh. Comme on l'a vu plus haut, le Distributeur prévoit 35 heures d'utilisation du Programme en moyenne pour l'hiver 2018-2019. Ainsi, le coût évité net en énergie de chaque kW du Programme sera de 17,61 ¢ x 35 heures = 6,16 \$/kW-hiver.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ propose d'utiliser un coût évité d'énergie net des pertes de revenus de 6,16 \$/kW-hiver pour les analyses économiques des adhésions au Programme.

Coût évité puissance distribution

On peut se demander si le coût évité puissance distribution (17,77 \$2017/kW-an) s'applique réellement pour une demande en puissance qui peut être effacée seulement pour l'hiver prochain. En effet, il semble peu probable qu'une telle demande en puissance effaçable ait pour effet de retarder des investissements dans les réseaux de distribution prévus pour l'hiver prochain ou les quelques hivers subséquents. De plus, il est important de rappeler que le coût évité de puissance distribution n'a pas été mis à jour, hormis l'inflation, depuis 10 ans³³. D'ailleurs, ces notions devraient être discutées plus longuement lors de la cause tarifaire du Distributeur en cours (R-4057-2018).

Dans le cas du coût évité puissance distribution, le Distributeur a indiqué que lorsqu'un avis de GDP était requis, tous les participants étaient toujours invités à

³² B-0007, HQD-1, document 2, page 15, tableau 12.

³³ R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, page 11.

s'interrompre, sans exception³⁴. De cette réponse, l'AHQ-ARQ comprend que le Programme ne sera pas utilisé dans un cas où l'ensemble de la demande ne nécessiterait pas un événement de GDP mais qu'un tronçon spécifique du réseau de distribution dépasserait sa capacité. De plus, la réponse du Distributeur à une question posée lors de l'audience du 8 août dernier³⁵ n'a pas convaincu l'AHQ-ARQ de la pertinence d'inclure le coût évité puissance distribution dans l'analyse économique du Programme, non plus que ne l'a fait une réponse à la DDR de UC³⁶.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ propose de ne pas tenir compte du coût évité puissance distribution dans les analyses économiques du Programme.

Coût évité puissance transport charge locale

On pourrait aussi se demander si le coût évité de puissance transport charge locale (49,09 \$2017/kW-an) s'applique réellement pour une demande de puissance qui peut être effacée seulement pour l'année à venir; il semble peu probable qu'une telle demande de puissance effaçable ait pour effet de retarder des investissements dans le réseaux de transport prévus pour l'hiver prochain et les quelques hivers suivants. De plus, il est important de rappeler que le coût évité puissance transport charge locale n'a pas été mis à jour, hormis l'inflation, depuis 10 ans³⁷. D'ailleurs, ces notions devraient être discutées plus longuement lors de la cause tarifaire du Distributeur en cours (R-4057-2018).

De plus, l'AHQ-ARQ est d'avis qu'à moins d'une preuve à l'effet contraire par le Distributeur ou le Transporteur, le coût évité puissance transport charge locale ne devrait pas s'appliquer à un effacement à la pointe de l'hiver à venir et aux deux suivants. Par contre, à compter de la 4^e année, l'AHQ-ARQ considère, tout

³⁴ B-0015, HQD-2, document 1, pages 17 et 18, réponses 4.1 et 4.2.

³⁵ A-0015, pages 97 à 100.

³⁶ B-0025, HQD-2, document 11, pages 17 et 18, réponse 5.2.

³⁷ R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, page 11.

comme le Distributeur³⁸, que le coût évité puissance transport charge locale de 49,09 \$2017/kW-an devrait s'appliquer à l'analyse économique puisque le réseau de transport est planifié en fonction de la charge locale totale à la pointe laquelle peut être réduite par le Programme. L'AHQ-ARQ comprend que cette hypothèse pourra être revue suite aux conclusions du dossier R-4057-2018 en ce qui a trait à la refonte des coûts évités.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ propose d'utiliser un coût évité de puissance transport charge locale de 49,09 \$2017/kW-hiver à compter de l'hiver 2021-2022 pour les analyses économiques des adhésions au Programme.

Probabilité de présence des participants

L'AHQ-ARQ est d'avis que, même pour une adhésion annuelle au Programme, une combinaison des coûts évités à court terme et à plus long terme (5 ans) est appropriée. En effet, ce choix peut se justifier par le fait qu'un participant qui adhère au Programme pour un an a une forte probabilité d'y rester plus longtemps. Si on suppose que la probabilité de renouvellement au Programme de 97 % observée entre l'hiver 2016-2017 et 2017-2018³⁹ se poursuit de façon indépendante à chaque année, on peut établir la probabilité de renouvellement d'un participant pour une période de n années de plus que son adhésion annuelle à $97\%^n$. Le tableau suivant montre cette valeur pour des renouvellements d'engagements pour 1 à 4 années additionnelles.

Tableau AHQ-ARQ-3
Probabilité de renouvellement de l'adhésion annuelle d'un participant

³⁸ B-0004, HQD-1, document 1, page 15, lignes 14 à 17.

³⁹ B-0004, HQD-1, document 1, page 14; et B-0019, HQD-2, document 5, page 3, réponse 1.2.

Période de renouvellement	Probabilité
1 an	97,0%
2 ans	94,1%
3 ans	91,3%
4 ans	88,5%

TNT

Dans le tableau suivant, l'AHQ-ARQ présente le TNT pour une période de 5 ans qu'elle évalue pour l'adhésion annuelle de 1 kW au Programme pour l'hiver 2018-2019, en incluant les éléments qu'elle a déterminés dans la présente section. On comprendra que le TNT sera encore meilleur pour les années subséquentes puisque le crédit accordé au Programme sera le même alors que les coûts évités augmenteront.

**Tableau AHQ-ARQ-4
Évaluation de la TNT pour une adhésion annuelle au Programme pour
l'hiver 2018-2019 (\$/kW)**

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Appui financier - moyenne annuelle	181,51	40,25	40,25	40,25	40,25	40,25
Charges de commercialisation et exploitation	8,98	2,19	1,98	1,97	1,95	1,83
Coûts totaux GDP Affaires	190,49	42,44	42,23	42,22	42,20	42,08
Coûts évités puissance fourniture	230,79	20,40	47,93	56,42	65,98	71,60
Coûts évités énergie nets de la perte de revenus	28,85	6,16	6,28	6,41	6,54	6,67
Coûts évités puissance distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts évités puissance transport charge locale	89,16	0,00	0,00	0,00	53,14	54,20
Coûts évités totaux	348,80	26,56	54,21	62,83	125,65	132,46
TNT	158,31	(15,88)	11,98	20,61	83,45	90,39
Probabilité de présence		100,0%	97,0%	94,1%	91,3%	88,5%
TNT avec probabilité de présence	142,27	(15,88)	11,62	19,39	76,16	80,02

Puisque l'AHQ-ARQ a démontré que le TNT est positif pour une adhésion annuelle au Programme, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'approuver les modalités du Programme proposées par le Distributeur.

5. Adhésion pluriannuelle au Programme

Certains participants ont exprimé le souhait d'une adhésion au Programme de plus d'un an⁴⁰.

Le Distributeur s'est prononcé ainsi sur la possibilité d'une adhésion pluriannuelle au Programme⁴¹ :

« 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. »
(Nous soulignons)

Suite à une demande de la Régie⁴², le Distributeur a ajouté⁴³ :

« 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)

⁴⁰ Voir notamment D-0006, D-0008, D-0014, D-0023, D-0029, D-0043, D-0047 et D-0048.

⁴¹ B-0004, HQD-1, document 1, page 14, lignes 24 à 28.

⁴² D-2018-076, page 6, paragraphe 14.

⁴³ B-0010, HQD-1, document 3, page 7; voir aussi B-0015, HQD-2, document 1, page 32, réponse 10.1 et page 36, réponse 11.5.

L'AHQ-ARQ est d'accord avec les conditions exprimées par le Distributeur et c'est dans ce cadre qu'elle a préparé la proposition qui suit.

L'AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant pour montrer le TNT d'une adhésion de 5 ans au Programme pour 1 kW.

Tableau AHQ-ARQ-5
Évaluation du TNT annuel pour l'hiver 2018-2019 pour une adhésion de 5 ans au Programme débutant à l'hiver 2018-2019 (\$/kW)

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Appui financier - moyenne annuelle	315,67	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Charges de commercialisation et exploitation	8,98	2,19	1,98	1,97	1,95	1,83
Coûts totaux GDP Affaires	324,66	72,19	71,98	71,97	71,95	71,83
Coûts évités puissance fourniture	230,79	20,40	47,93	56,42	65,98	71,60
Coûts évités énergie nets de la perte de revenus	28,85	6,16	6,28	6,41	6,54	6,67
Coûts évités puissance distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts évités puissance transport charge locale	89,16	0,00	0,00	0,00	53,14	54,20
Coûts évités totaux	348,80	26,56	54,21	62,83	125,65	132,46
TNT	24,15	(45,63)	(17,77)	(9,14)	53,70	60,64
Probabilité de présence		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TNT avec probabilité de présence	24,15	(45,63)	(17,77)	(9,14)	53,70	60,64

Ce tableau a été préparé à partir du tableau AHQ-ARQ-4 représentant le TNT d'une adhésion d'un an. Par rapport à celui-ci, le tableau AHQ-ARQ-5 incorpore certains changements :

- La recommandation d'un appui financier annuel moyen de 70,00 \$/kW-hiver où la valeur du MAFM serait fixée à 100 % de la Réduction de puissance estimée (validée par le Distributeur)⁴⁴ x 70 \$ sans la valeur maximale de 20 000 \$, ce qui équivaldrait, à toutes fins pratiques, à retirer la contrainte du MAFM.

⁴⁴ B-0007, HQD-1, document 2, annexe A, pages 4 et 7.

- Une probabilité de présence de 100 % étant donné que les contrats compteraient un engagement de 5 ans.

Ces changements mènent à un TNT positif de 24,15 \$/kW.

Puisque l'AHQ-ARQ en a démontré un TNT positif, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur d'offrir en option une adhésion de 5 ans au Programme avec les mêmes modalités du Programme actuel sauf pour la valeur du MAFM qui serait fixée à 100 % de la Réduction de puissance estimée (validée par le Distributeur) x 70 \$, sans la valeur maximale de 20 000 \$, ce qui équivaldrait, à toutes fins pratiques, à retirer la contrainte du MAFM (pour l'adhésion 5 ans seulement).

L'AHQ-ARQ est d'accord avec le Distributeur qu'une telle option doit être assortie d'une clause de pénalité protégeant le Distributeur et ses clients en cas de non-respect de l'engagement de 5 ans⁴⁵. Une telle pénalité pourra comporter une clause de force majeure dans certains cas où le retrait du Programme serait justifié.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de se prononcer sur la proposition de l'AHQ-ARQ d'une option pour un engagement de 5 ans tel que présentée dans cette section.

⁴⁵ B-0015, HQD-2, document 1, pages 33 et 34, réponse 10.5.

6. Conclusions et recommandations

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des recommandations présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment :

1. Puisque l'AHQ-ARQ a démontré, avec hypothèses à l'appui différentes de celles du Distributeur, que le TNT est positif pour une adhésion annuelle au Programme, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'approuver les modalités du Programme proposées par le Distributeur.
2. Puisque l'AHQ-ARQ en a démontré un TNT positif, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur d'offrir en option une adhésion de 5 ans au Programme avec les mêmes modalités du Programme actuel sauf pour la valeur du MAFM qui serait fixée à 100 % de la Réduction de puissance estimée (validée par le Distributeur) x 70 \$, sans la valeur maximale de 20 000 \$, ce qui équivaldrait, à toutes fins pratiques, à retirer la contrainte du MAFM (pour l'adhésion 5 ans seulement).
3. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de se prononcer sur la proposition de l'AHQ-ARQ d'une option pour un engagement de 5 ans tel que présentée dans le paragraphe précédent.

Enfin, l'AHQ-ARQ, tout au long de ce mémoire (incluant à son Annexe A), a dû faire certaines hypothèses en se basant sur des informations incomplètes du Distributeur. **Si l'AHQ-ARQ avait la possibilité d'une ronde additionnelle de DDR ou d'une audience avec interrogatoire des témoins du Distributeur où elle pourrait mettre à jour son mémoire, elle est d'avis que celui-ci pourrait être bonifié pour le bénéfice de la Régie et des parties intéressées.**

Annexe A – Proposition de coût évité de puissance fourniture

Le Distributeur présente ainsi son plus récent bilan en puissance⁴⁶ :

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

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

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

Ce bilan est équivalent à celui déposé dans le dossier R-4057-2018⁴⁷, ce dernier étant toutefois moins détaillé.

Le Distributeur présente ainsi le signal de coût évité en puissance pour 2018⁴⁸ :

« Le bilan en puissance présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon. Pour équilibrer son bilan en puissance, le Distributeur peut compter sur une contribution maximale de 1 100 MW sur les marchés de court terme. Au-delà, il doit se doter d'un approvisionnement de long terme afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.

⁴⁶ B-0010, HQD-1, document 3, page 6, tableau 1.

⁴⁷ R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, page 10, tableau 3.

⁴⁸ R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, page 10.

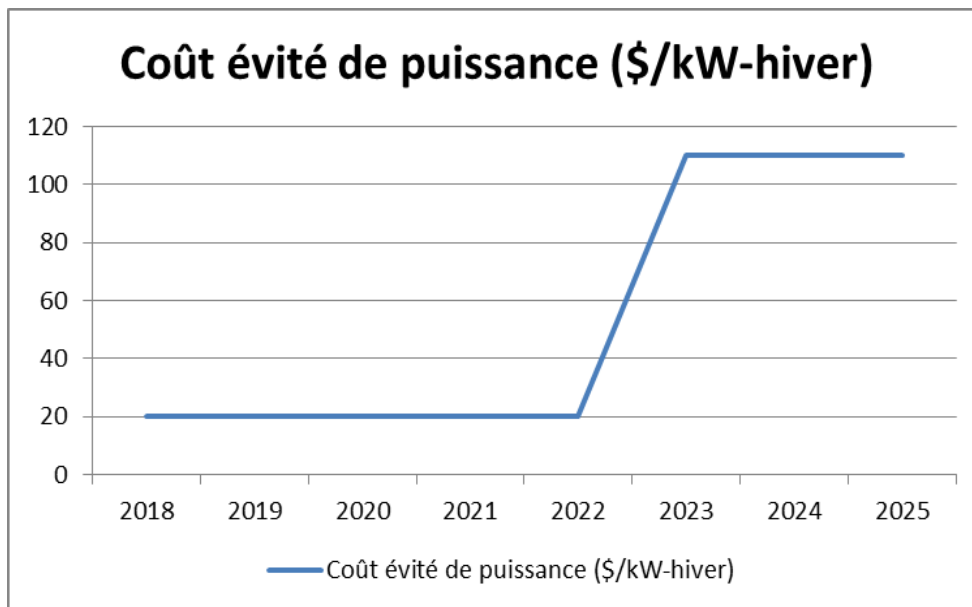
Afin de refléter cette situation, les coûts évités en puissance sont déclinés ainsi :

- *le signal de coût évité de court terme est de **20 \$/kW-hiver** (\$ 2018), indexé à l'inflation, reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP ;*
- *le signal de coût évité de long terme est de **112 \$/kW-an** (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01. » (Nous soulignons)*

Contrairement aux années passées, le Distributeur n'indique pas l'année où le signal de long terme prend effet. Toutefois, le Distributeur indique dans la citation précédente que le signal de long terme s'appliquerait au-delà de la contribution de 1 100 MW sur les marchés de court terme. On peut donc en conclure que le signal de long terme s'appliquerait à compter de l'hiver 2023-2024, soit le premier hiver où la Puissance additionnelle requise dépasse 1 100 MW pour se situer à 1 350 MW.

La figure suivante montre l'évolution du signal de coût évité en puissance (sans inflation) proposé par le Distributeur.

Figure AHQ-ARQ-A-1
Proposition du Distributeur



On peut constater un bond important difficilement acceptable, selon l’AHQ-ARQ, entre la valeur de l’hiver 2022-2023 et celle de 2023-2024. Par exemple, en consultant le bilan en puissance plus haut, on peut voir que si, par exemple, la prévision des besoins à la pointe augmentait d’un simple 100 MW pour l’hiver 2022-2023 pour atteindre 39 700 MW, la puissance additionnelle requise passerait à 1 150 MW et le coût évité en puissance passerait subitement de 20 \$/kW-hiver à 112 \$/kW-hiver.

L’AHQ-ARQ considère que cette approche purement déterministe n’est pas acceptable et elle propose ici une méthode probabiliste simple et plus dynamique.

Pour bien comprendre l’approche préconisée par l’AHQ-ARQ, revenons à l’hiver 2022-2023. Comme la prévision des besoins du Distributeur est normalement centrée, on peut s’attendre à ce qu’il y ait une probabilité de 50 % que les

besoins réels soient inférieurs à ceux prévus de 39 600 MW et une probabilité de 50 % qu'ils soient supérieurs.

Pour les besoins de la discussion, supposons que la probabilité que les besoins réels de l'hiver 2022-2023 soient supérieurs à 39 700 MW (et non la prévision centrée de 39 600 MW), soit le seuil du signal de long terme, est de 48 %. On a donc une probabilité de 48 % d'avoir un coût évité en puissance de 112 \$/kW-hiver et une probabilité de 52 % d'avoir un coût évité en puissance de 20 \$/kW-hiver pour un coût évité espéré de

$$112 \times 0,48 + 20 \times 0,52 = 64,16 \text{ \$/kW-hiver}$$

au lieu de 20 \$/kW-hiver.

Pour connaître les véritables probabilités s'appliquant sur les prévisions des besoins du bilan en puissance, le Distributeur fournit les aléas sur la demande prévue pour les premiers hivers⁴⁹ :

TABLEAU 5 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE (MW)

	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21
Aléa climatique	1 560	1 590	1 610	1 630
Aléa sur la demande prévue	710	820	960	1 120
Aléa global	1 720	1 790	1 870	1 970

et pour les hivers à compter de 2021-2022⁵⁰ :

⁴⁹ État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 9, tableau 5.

⁵⁰ R-3986-2016, B-0008, HQD-1, document 2.2, page 34, tableau 2B-4.

TABLEAU 2B-4 :
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Écart type (MW)	720	830	940	1070	1280	1450	1590	1650	1690	1810
Coefficient de variation	1,9%	2,2%	2,5%	2,8%	3,3%	3,7%	4,0%	4,2%	4,3%	4,5%

Par exemple, si on considère, tel que le détermine le Distributeur, que l'écart-type de l'aléa sur la demande prévue pour l'hiver 2018-2019 est de 820 MW (tableau 5), la loi normale en statistiques dit que la probabilité que la prévision des besoins de 2018-2019 se situe à plus ou moins un écart-type de la prévision est d'environ 68 %. Comme la prévision des besoins de 2018-2019 (tableau 1) est de 38 387 MW et que l'écart-type de prévision est de 820 MW (tableau 5), la loi normale dit qu'il y a 68 % des chances que la valeur réelle des besoins (indépendamment de l'aléa climatique) se situe entre 37 567 MW et 39 207. La loi normale fournit aussi les probabilités pour toutes les valeurs en termes de nombre d'écart-types comme on le verra plus bas.

Le tableau suivant montre les résultats de cet exercice pour les hivers de l'horizon du Plan d'approvisionnement 2017-2026 :

Tableau AHQ-ARQ-A-1
Calcul du coût évité en puissance proposé par l’AHQ-ARQ

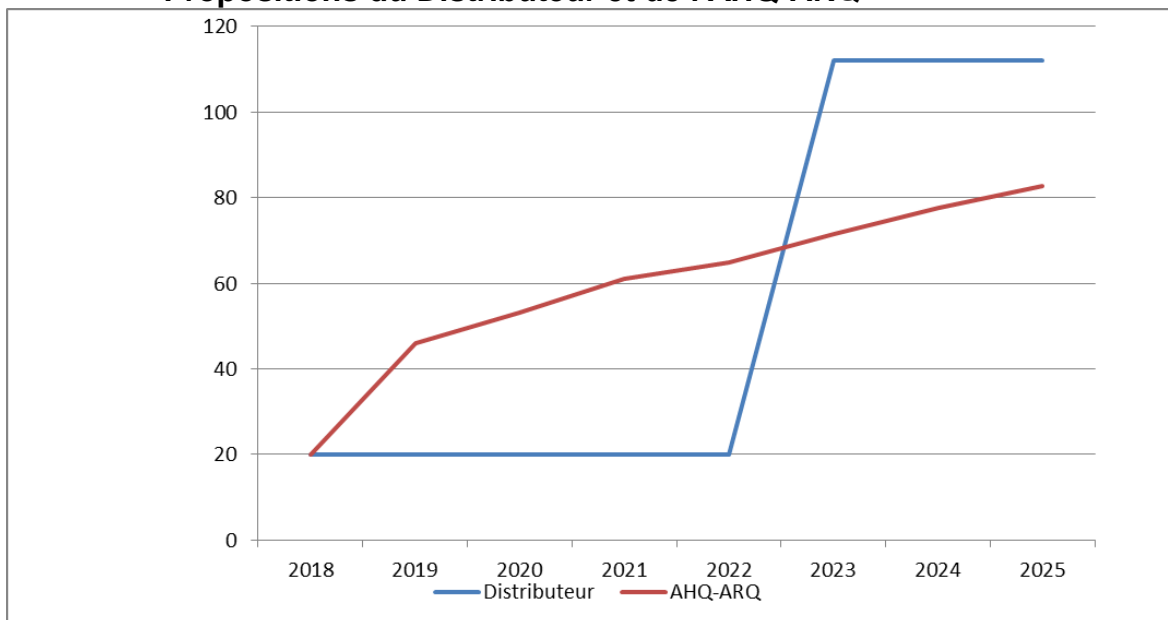
	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
1. Puissance additionnelle requise avec GDP Affaires (MW)	150	550	700	900	1050	1350	1650	1950
2. Contribution des marchés de court terme (MW)	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
3. Puissance additionnelle requise en sus des marchés de CT (MW)	-950	-550	-400	-200	-50	250	550	850
4. Coût évité de court terme (\$/kW-hiver constants)	20	20	20	20	20	20	20	20
5. Coût évité de long terme (\$/kW-hiver constants)	112	112	112	112	112	112	112	112
6. Coût évité proposé par le Distributeur (\$/kW-hiver constants)	20	20	20	20	20	112	112	112
7. Écart-type de l'aléa sur la demande prévue à la pointe d'hiver (MW)	820	960	1120	1450	1590	1650	1690	1810
8. Nombre d'écarts-types de la ligne 3		-0,57	-0,36	-0,14	-0,03	0,15	0,33	0,47
9. Probabilité de signal de long terme	0,0%	28,3%	36,0%	44,5%	48,7%	56,0%	62,8%	68,1%
10. Probabilité de signal de court terme	100,0%	71,7%	64,0%	55,5%	51,3%	44,0%	37,2%	31,9%
11. Coût évité probabiliste proposé par l'AHQ-ARQ (\$/kW-hiver)	20,00	46,07	53,17	60,95	64,85	71,54	77,74	82,62
(1) B-0010, HQD-1, document 3, page 6, tableau 1.								
(2) R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, page 10.								
(3) = (1) - (2)								
(4) à (6) R-4057-2018, B-0015, HQD-4, document 3, page 10.								
(7) État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 9, tableau 5; et R-3986-2016, B-0008, HQD-1, document 2.2, page 34, tableau 2B-4.								
(8) = (3) / (7)								
(9) Selon la loi normale								
(10) = 100 % - (9)								
(11) = (4) x (10) + (5) x (9)								

Ce tableau montre, à la ligne 11, le résultat de l'exercice et le coût évité probabiliste proposé par l'AHQ-ARQ. Il est clair qu'en présence de déficit de puissance aux 2^e et 3^e années, il sera impossible au Distributeur de procéder à un appel d'offres de long terme⁵¹. Il devrait possiblement procéder à un appel d'offres de court terme pour une puissance au-delà de la contribution des marchés de court terme de 1 100 MW. Comme l'AHQ-ARQ ne connaît pas le coût d'une telle puissance, elle a utilisé le coût de l'appel d'offres de long terme pour les besoins de l'exercice. Si le Distributeur possédait et partageait l'information, l'AHQ-ARQ pourrait ajuster le tableau en conséquence.

La figure suivante compare les propositions du Distributeur et de l'AHQ-ARQ.

⁵¹ B-0017, HQD-2, document 3, page 36, réponse 22.5.

Figure AHQ-ARQ-A-1
Coût évité en puissance (\$/kW-hiver)
Hivers 2018-2019 à 2025-2026
Propositions du Distributeur et de l'AHQ-ARQ



On peut constater que la proposition de l'AHQ-ARQ ne présente pas le bond qui caractérise la proposition du Distributeur.

Après avoir obtenu certaines précisions du Distributeur, cette annexe pourra être revue dans le cadre du dossier R-4057-2018 si l'AHQ-ARQ est reconnue comme intervenante.