
R-4057-2018

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2019-2020

MÉMOIRE AMENDÉ DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

5 décembre 2018

Table des matières

1. Mise en situation.....	3
2. Indicateurs de qualité du service	6
3. Coûts évités sur le réseau intégré	8
3.1. Coût évité de court terme en énergie	9
3.2. Coût évité de long terme en énergie.....	11
3.3. Coût évité en puissance	12
3.4. Coûts évités de distribution et de transport	16
4. Prévion de la demande.....	17
5. Coûts d'approvisionnement	22
5.1. Approvisionnements de l'année historique 2017	22
5.2. Approvisionnements de l'année de base 2018	26
5.3. Approvisionnements de l'année témoin 2019	27
5.4. Indicateur des achats de court terme	29
6. Tarification dynamique.....	33
7. Propositions liées à l'implantation du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur	37
7.1. Les indicateurs de performance et leur liaison avec le MTÉR.....	37
7.2. La clause de sortie	50
8. Conclusions et recommandations	52

1. Mise en situation

Dans sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2019-2020, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (le « Distributeur »), demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de lui octroyer un ajustement tarifaire de 0,8 % pour l'ensemble des tarifs au 1er avril 2019, à l'exception du tarif L pour lequel la hausse est de 0,2 %.

Cette hausse permettrait de recouvrer les revenus additionnels requis par le Distributeur pour l'année témoin 2019 et s'explique principalement par¹ :

- l'évolution du coût des approvisionnements en électricité, soit les achats additionnels d'électricité requis pour répondre à la croissance de la demande et l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale (+2,2 %) ;
- l'augmentation du coût du service de transport, attribuable principalement aux mises en service de projets majeurs de transport et aux besoins additionnels liés à la maintenance (+1,2 %) ;
- l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle (+0,1 %) ;
- la modification à une norme comptable ayant un effet sur la comptabilisation des impacts climatiques (-0,3 %) ;
- les revenus additionnels générés par la croissance de la demande découlant notamment de l'augmentation du nombre d'abonnements, du développement des marchés et de la croissance du secteur industriel (-2,4 %).

Dans la cause tarifaire 2018-2019 (R-4011-2017), le Distributeur proposait originalement une hausse des tarifs d'électricité de 1,1 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la

¹ B-0006, HQD-1, document 1, page 6.

hausse proposée était de 0,8 %². Finalement, dans sa décision D-2018-025, la Régie statuait plutôt sur une hausse tarifaire de 0,3 % pour l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif applicable aux clients industriels de grande puissance qui demeurait inchangé³.

L'ajustement tarifaire proposé par le Distributeur vise à couvrir son coût de service qui totalise 12 265 M\$ pour l'année témoin 2019, en hausse de 445 M\$, soit d'environ 3,8 %, par rapport au coût de service de 11 820 M\$ autorisé par la Régie pour l'année 2018 dans sa décision D-2018-025⁴.

Ce coût de service est constitué des Coûts de distribution et des services à la clientèle (2 770 M\$), du Service de transport (3 060 M\$) et des Achats d'électricité (6 435 M\$).

L'implantation d'un mécanisme de réglementation incitative (le « MRI ») de type plafonnement des revenus a été approuvée en avril 2017⁵ aux fins de l'établissement des tarifs. En vertu de cette décision, les tarifs au 1er avril 2018, première année de ce mécanisme d'une durée de quatre années, ont été fixés sur la base de la méthode du coût du service, comme par le passé. Pour chacune des trois années subséquentes, les revenus requis et la hausse tarifaire qui en découle doivent être déterminés sur la base du MRI dont les paramètres, plus particulièrement ceux de la formule d'indexation, ont été approuvés en juin 2018⁶.

Ainsi, une large part des revenus requis de 2019 associés à la distribution sont maintenant établis au moyen de cette formule d'indexation. Le reste des revenus requis associés à la distribution, tout comme ceux liés aux approvisionnements

² R-4011-2017, B-0005, HQD-1, document 1, page 5.

³ Décision D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 20, paragraphe 19.

⁴ B-0006, HQD-1, document 1, page 8, tableau 1.

⁵ D-2017-043, dossier R-3897-2014 Phase 1.

⁶ D-2018-067, dossier R-4011-2017.

et au service de transport, continuent d'être établis sur la base de la méthode du coût du service⁷.

L'AHQ-ARQ analysera particulièrement les éléments établis selon le coût de service et cet examen se fera en parallèle avec les gains d'efficience possibles et les indicateurs de performance qui sont des outils permettant au Distributeur d'optimiser ses coûts et son efficacité.

L'intervention de l'AHQ-ARQ portera aussi sur les sujets suivants qui sont au cœur de la hausse tarifaire demandée par le Distributeur :

- Les coûts évités du réseau intégré;
- La prévision de la demande;
- Les approvisionnements;
- La proposition de tarification dynamique;
- Les caractéristiques du MRI, soit les indicateurs de performance et leur lien avec le mécanisme de traitement des écarts de rendement, et la clause de sortie.

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.

⁷ B-0006, HQD-1, document 1, page 5.

2. Indicateurs de qualité du service

Le Distributeur présente les résultats et l'analyse des indicateurs de qualité du service ciblés par la Régie à la pièce HQD-2, document 1.

Les indicateurs de qualité du service sont de cinq types⁸ :

1. satisfaction de la clientèle;
2. fiabilité du service;
3. alimentation électrique;
4. services à la clientèle;
5. sécurité.

Les 6 indices de satisfaction de la clientèle présentés par le Distributeur montrent une légère amélioration en 2017 par rapport à 2016 et demeurent relativement stables après 6 mois en 2018.

Au niveau de la fiabilité du service, deux des quatre indicateurs ont montré, en 2017, une performance inférieure à la moyenne des cinq dernières années, soit l'indice de continuité normalisé et la durée moyenne des interruptions par client (BT et MT).

En termes d'alimentation électrique, trois des quatre indicateurs se sont améliorés en 2017. Quant au Taux de respect global des interruptions planifiées, il s'est détérioré au cours du premier semestre de 2018.

En ce qui a trait aux services à la clientèle, les huit indices mesurés montrent une amélioration ou un maintien en 2017.

Enfin en termes de sécurité, le Taux de fréquence des accidents est en nette amélioration en 2017 et en 2018.

⁸ B-0008, HQD-2, document 1, page 10, tableau 1.

L'AHQ-ARQ constate la bonne performance du Distributeur traduite par les indicateurs de qualité du service qui se sont améliorés, et ce, même avec le contrôle de ses coûts entrepris en 2008.

3. Coûts évités sur le réseau intégré

Le Distributeur a procédé à la mise à jour de ses coûts évités, lesquels reflètent le contexte économique et l'équilibre offre-demande, le tout étant présenté à la pièce HQD-4, document 3. Le Distributeur présente également, à cette même pièce, ses explications quant à l'utilisation des coûts évités.

Dans chacune de ses interventions récentes, l'AHQ-ARQ a toujours exprimé ses préoccupations face à la détermination et à l'utilisation des coûts évités.

Dans sa décision D-2018-025, la Régie a exprimé ses préoccupations sur la détermination des divers coûts évités⁹.

L'AHQ-ARQ considère que ce sujet constitue un enjeu majeur. En effet, elle est d'avis que la méthode de détermination des coûts évités doit rapidement faire l'objet d'un débat en profondeur puisqu'elle influence plusieurs dossiers en cours dont notamment les dossiers R-4041-2018, R-4045-2018 et R-4052-2018 en plus d'éléments majeurs du présent dossier comme les interventions en efficacité énergétique, le tarif de développement économique, le tarif de relance industrielle, la tarification dynamique et éventuellement le mesurage net.

C'est dans ce contexte que l'AHQ-ARQ a participé activement à la séance de travail du 26 septembre 2018 sur l'utilisation des coûts évités pour la prise de décision dans le cadre des différents projets, programmes ou options tarifaires.

L'AHQ-ARQ constate avec regret que le Distributeur n'a absolument rien changé à sa méthode de détermination des coûts évités¹⁰. L'AHQ-ARQ est d'avis que le Distributeur n'a aucunement répondu aux paragraphes 209 et 210 de la décision D-2018-025 de la Régie et en particulier sur les bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme au paragraphe 206.

⁹ D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 59 à 64, paragraphes 191 à 210.

¹⁰ Voir notamment B-0067, HQD-14, document 3, pages 17 à 19, réponses 5.1 à 5.3; et B-0076, HQD-14, document 9, page 3, réponse 1.1.

L'AHQ-ARQ considère de plus que les coûts évités à la marge sont rarement le meilleur outil pour démontrer la rentabilité d'un programme, d'un projet ou d'une option tarifaire surtout quand les quantités d'énergie et/ou de puissance sont importantes. Tel que convenu avec les représentants du Distributeur lors de la séance de travail du 26 septembre 2018, il est toujours préférable de répondre à ce genre de question en faisant des analyses « avec et sans » à l'aide des modèles de planification disponibles.

Mathématiquement, les coûts évités ne sont réellement que des valeurs marginales obtenues d'un modèle d'optimisation et qui ne s'appliquent que dans un voisinage local de la solution optimale. Au-delà de ce voisinage, de telles valeurs ne sont plus valables.

Dans cette section, l'AHQ-ARQ indiquera son inconfort envers les divers coûts évités proposés par le Distributeur et formulera des recommandations en vue d'améliorer la situation.

3.1. Coût évité de court terme en énergie

Le Distributeur propose le signal de coût évité de l'énergie suivant sur le réseau intégré¹¹ :

« Ainsi, conformément au bilan en énergie présenté (tableau 1) :

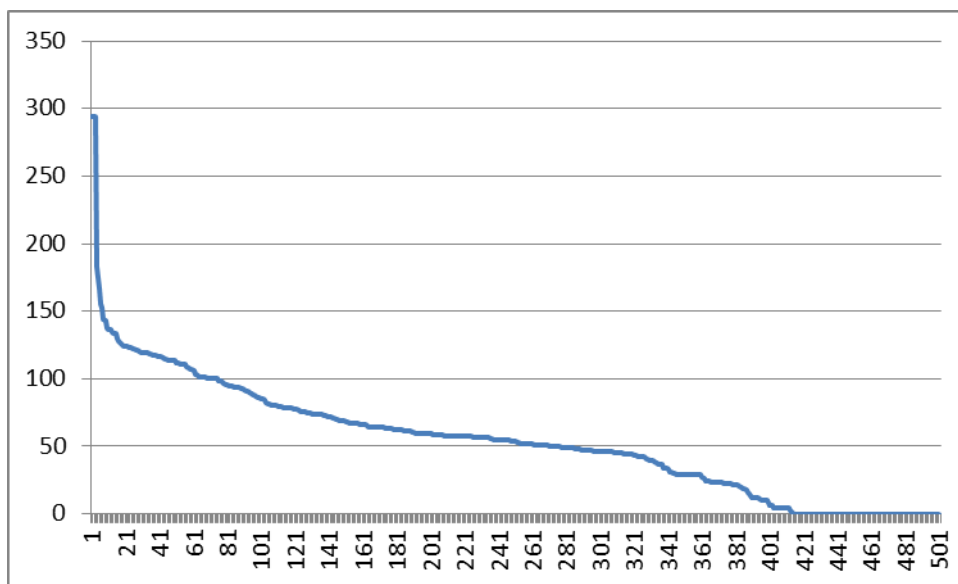
- Le signal de coût évité pour la période d'hiver (décembre à mars) est de **4,1 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018, basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York.*
- Le signal de coût évité pour la période hors hiver (avril à novembre) est de **2,9 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation, correspondant au coût de l'électricité patrimoniale. »*

¹¹ B-0015, HQD-4, document 3, page 8, lignes 7 à 12.

L’AHQ-ARQ considère qu’un coût évité moyen en énergie pour les 2 904 heures d’hiver est tout à fait inapproprié alors que les achats de court terme sont significativement plus élevés aux heures de plus forte demande.

Par exemple, la figure suivante montre, à partir du suivi de l’entente globale cadre de 2017, la courbe classée du prix moyen horaire des achats de court terme engagés par le Distributeur.

Figure AHQ-ARQ-1
Courbe classée des prix horaires moyens des achats d’énergie de court terme en 2017 (\$/MWh)



Même avec une année avec peu d’achats de court terme comme 2017, cette courbe montre bien que les prix varient considérablement au cours de l’année. Les données horaires n’étant disponibles que pour 2017, l’AHQ-ARQ ne peut produire les courbes des autres années.

Ce genre de courbe montre que le signal de prix moyen de 41 \$/MWh ne tient pas la route et constitue probablement, de l’avis de l’AHQ-ARQ, la pire hypothèse que le Distributeur peut retenir. L’AHQ-ARQ n’accepte pas les

explications du Distributeur et ses motifs justifiant de s'en tenir à un prix moyen sur l'ensemble de l'hiver¹².

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de décrire une méthode de détermination et de fournir un signal de coût évité en énergie qui soit variable pour la période d'hiver. Une valeur différente doit être fournie pour chaque tranche d'utilisation de 100 heures et ces valeurs doivent être basées sur les prévisions et les patrons historiques observés.

3.2. Coût évité de long terme en énergie

Le Distributeur propose le signal de coût évité de long terme en énergie suivant sur le réseau intégré¹³ :

« À compter de 2028, le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes atteint sa limite. Autrement dit, la profondeur des marchés de court terme n'est plus suffisante pour combler les besoins du Distributeur. Un approvisionnement de long terme est donc requis pour combler les besoins additionnels.

[...]

- le signal de coût évité de long terme est de **8,0 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018). »*

L'AHQ-ARQ constate que la période de surplus en énergie s'étend au moins jusqu'en 2026 et possiblement plus loin si l'on se base sur le dernier bilan

¹² B-0062, HQD-14, document 1.1, pages 143 à 146.

¹³ B-0015, HQD-4, document 3, pages 8 et 9.

d'énergie déposé par le Distributeur¹⁴. Au-delà de 2026, le Distributeur a fourni les prévisions suivantes¹⁵ :

TABLEAU R-6.2 :
PRÉVISION DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Besoins en énergie (TWh)	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0	193,8	195,2
	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Besoins en puissance (MW)	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286	40 537	40 749

Avec l'augmentation des besoins en énergie prévue en 2028, il est raisonnable de penser qu'un approvisionnement de long terme soit nécessaire tel que l'indique le Distributeur.

3.3. Coût évité en puissance

En puissance, le Distributeur propose les coûts évités suivants sur le réseau intégré¹⁶ :

« 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.

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

¹⁴ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 11, tableau 6.

¹⁵ B-0085, HQD-14, document 3.1, page 3, tableau R-6.2.

¹⁶ B-0015, HQD-4, document 3, page 10, lignes 1 à 10.

- 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. »

Le Distributeur a déposé le bilan en puissance suivant pour les huit prochains hivers¹⁷ :

**TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 650	3 831	3 863	3 989	4 022	4 049	4 074	4 094
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 038	42 491	42 890	43 352	43 665	43 941	44 176	44 380
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 596	5 049	5 448	5 910	6 223	6 499	6 734	6 938
HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 875	1 966	1 976	1 976	1 968	1 968	1 968
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 292	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	292	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	250	300	700	1 000	1 250	1 500	2 100

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

Puisque la dernière ligne du tableau dépasse la contribution des marchés de court terme de 1 100 MW à l'hiver 2023-2024, l'AHQ-ARQ comprend que le

¹⁷ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13, tableau 7.

signal de coût évité de long terme en puissance du Distributeur commence à cette date.

Pour les premières années, l'AHQ-ARQ compare le signal de coût évité de 20 \$/kW-hiver proposé par le Distributeur avec les prix UCAP de l'ordre de moins de 1 \$/kW-hiver obtenus par le Distributeur pour les deux premiers mois de 2018¹⁸ et en déduit que la valeur de 20 \$/kW-hiver est nettement trop élevée.

Étant donné des prix de moins de 1 \$/kW-hiver obtenus par le Distributeur pour les deux premiers mois de 2018 pour des achats de puissance, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer le signal de coût évité en puissance à 5 \$/kW-hiver pour l'hiver 2018-2019.

Pour les hivers subséquents, l'AHQ-ARQ réitère la recommandation faite lors du dossier R-4041-2018 et reproduit ici l'annexe A recalculée avec les nouvelles informations.

Comme elle l'a exprimé depuis quelques années¹⁹, l'AHQ-ARQ est préoccupée, tout comme la Régie²⁰, par des bonds 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 en puissance qui tient compte des aléas sur la prévision de la demande.

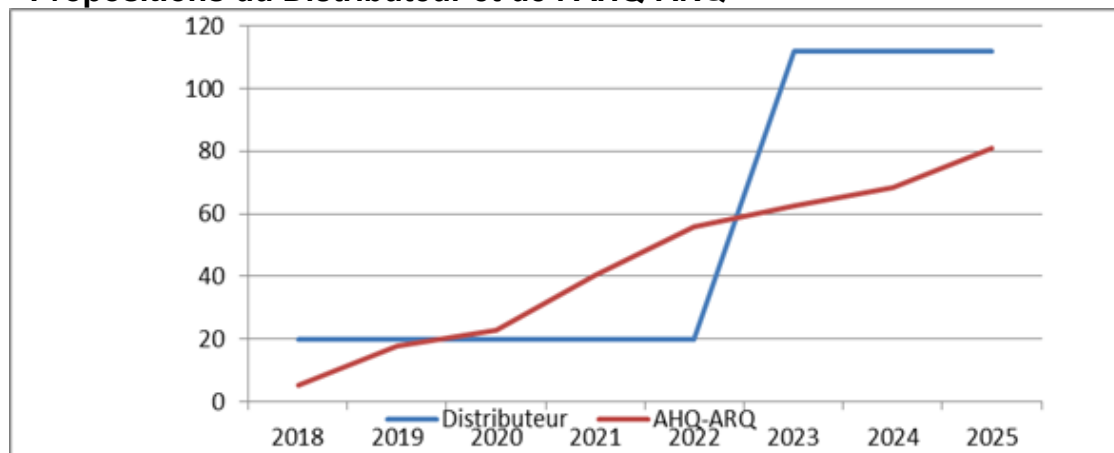
Le résultat est résumé dans la figure suivante issue de l'annexe A et sera recommandé comme coût évité en puissance par l'AHQ-ARQ.

¹⁸ B-0067, HQD-14, document 3, page 31, tableau R-12.1.

¹⁹ Voir notamment R-4011, C-AHQ-ARQ-0001, page 5, paragraphe 22; et R-3980-2016, A-0051, pages 131 à 133.

²⁰ D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 63 et 64, paragraphe 206.

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



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

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

Hiver	Coût évité en puissance (AHQ-ARQ) (\$/kW-hiver)
2018-2019	5,00
2019-2020	17,72
2020-2021	22,62
2021-2022	40,51
2022-2023	55,82
2023-2024	62,38
2024-2025	68,51
2025-2026	80,94

L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de retenir le coût évité en puissance apparaissant au tableau AHQ-ARQ-1, exprimé pour chaque hiver entre 2018-2019 et 2025-2026.

3.4. Coûts évités de distribution et de transport

L'AHQ-ARQ est hautement préoccupée par le fait que les coûts évités de distribution et de transport n'aient pas été mis à jour, hormis l'inflation, depuis 10 ans et le peu d'empressement du Distributeur à remédier à cette situation²¹.

Aussi, l'AHQ-ARQ considère que ces coûts ne devraient pas être basés sur une valeur moyenne et unique sur l'ensemble du territoire comme c'est le cas actuellement. Par exemple, la valeur devrait être différente pour certaines zones des réseaux de distribution et de transport. En effet, à titre d'exemple, l'AHQ-ARQ est d'avis que l'ajout d'une demande additionnelle ou d'un programme d'effacement à la pointe n'entraîne pas les mêmes impacts sur la Côte-Nord que dans la région de Montréal et qu'une telle situation devrait être mieux captée par les coûts évités.

Les réponses aux demandes de renseignements de l'AHQ-ARQ²² n'ont pas convaincu celle-ci de la validité des coûts évités de distribution et de transport basés sur des planifications datant de 2008.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de recalculer complètement les coûts évités de distribution et de transport à chaque année.

De plus, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de fournir des valeurs différentes pour les zones majeures des réseaux de distribution et de transport²³.

²¹ B-0010, HQD-4, document 3, pages 10 et 11.

²² B-0067, HQD-14, document 3, pages 22 à 29.

²³ Voir, par exemple, R-4045-2018, C-AHQ-ARQ-0015, page 15.

4. Prév́ision de la demande

Le Distributeur présente la prév́ision de la demande d'électricité à la pièce HQD-4, document 1.

Le Distributeur prév́oit des ventes d'électricité de 173 178 GWh pour l'année témoin 2019, soit une croissance de 4 880 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2018. Par rapport à la prév́ision des ventes retenue dans la décision D-2018-025 pour l'année témoin 2018, cette prév́ision pour 2019 est de 4 124 GWh de plus. Cette croissance serait attribuable tant à la clientèle résidentielle (1,1 TWh), dû à la hausse du nombre d'abonnements, qu'à la clientèle commerciale et institutionnelle (1,4 TWh), en raison essentiellement du développement des marchés, notamment celui de l'usage des chaînes de blocs pour lequel la prév́ision compte des ventes de 817 GWh en 2019²⁴.

En tenant compte d'un taux de pertes de distribution et de transport prév́u pour l'année 2019 de 7,4 %, les besoins prév́us totalisent 186,2 TWh en énergie et 38 387 MW en puissance pour l'hiver 2018-2019.

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a décrit une méthode qui a été utilisée pour établir la valeur de 7,4 % mais sans fournir les intrants ni le calcul correspondants²⁵. Lors de l'audience, l'AHQ-ARQ compte obtenir plus d'informations sur la méthode et sur les hypothèses utilisées, notamment en ce qui a trait à la prise en compte de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'île.

À défaut de connaître la méthode de calcul détaillée de la prév́ision du taux de pertes de distribution et de transport de 7,4 %, l'AHQ-ARQ constate quand même que celle-ci est basée sur une prév́ision du taux de pertes de transport de

²⁴ B-0066, HQD-14, document 2, page 40, tableau R-27.1.

²⁵ B-0067, HQD-14, document 3, pages 7 et 8, réponse 3.1.

6,1 % dans la cause tarifaire du Transporteur déposée le 27 juillet 2018²⁶. Le Transporteur indiquait alors que ce taux était sujet à confirmation à l'automne. Le 31 octobre dernier, le Transporteur a indiqué que le taux de pertes de transport pour 2019 était plutôt de 5,4 %²⁷, soit 0,7 point de pourcentage de moins que la prévision précédente.

Appliqué sur une consommation à approvisionner de 173,4 TWh²⁸, cette réduction des pertes de 0,7 % représente une réduction des besoins de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019.

Pour tenir compte de la baisse de la prévision des pertes de transport pour 2019, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie, à défaut de meilleure preuve, de demander au Distributeur de baisser sa prévision des besoins en énergie de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019, pour se situer à 185,0 TWh, et d'apporter une baisse correspondante aux prévisions en puissance des pointes des hivers 2018-2019 et 2019-2020.

Pertes de distribution

Le Distributeur présente ainsi l'historique des pertes de transport et de distribution²⁹ :

**TABLEAU 7 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de pertes globales	7.5%	7.7%	7.4%	7.5%	7.7%	7.5%	7.9%	7.8%	7.9%	8.1%	7.6%	7.5%	7.5%	7.5%
Taux de pertes de transport	5.2%	5.3%	5.3%	5.3%	5.4%	5.4%	5.5%	5.6%	5.7%	5.9%	5.9%	6.1%	6.3%	5.8%
Taux de pertes de distribution	2.2%	2.3%	2.0%	2.1%	2.2%	1.9%	2.3%	2.1%	2.1%	2.1%	1.6%	1.3%	1.0%	1.6%

L'AHQ-ARQ demeure hautement préoccupée par l'incapacité du Distributeur à expliquer les variations significatives du taux de pertes de distribution depuis

²⁶ R-4058-2018, B-0035, HQT-10, document 2, page 8, tableau 3.

²⁷ R-4058-2018, B-0083.

²⁸ B-0012, HQD-4, document 1, page 16, tableau 6.

²⁹ B-0012, HQD-4, document 1, page 17, tableau 7.

2014. On observe même une augmentation du taux de pertes de 60 % entre 2016 et 2017 sans que le Distributeur puisse en fournir une explication³⁰. Il est à noter que l'absence d'explication remonte déjà à deux ans³¹.

Le Distributeur a toutefois admis que l'exercice d'établissement des ventes à facturer était plus précis avec l'infrastructure de mesurage avancé (« IMA ») et aussi qu'il a corrigé certaines données pour tenir compte de la consommation au tarif forfaitaire (non mesurée)³².

Dans sa décision D-2018-025, la Régie ordonnait ce qui suit³³ :

« [187] La Régie ordonne au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les résultats de l'étude de l'IREQ relative aux variations historiques des pertes globales de transport et de distribution entre 2004 et 2016. La Régie déterminera, par la suite, si la mise sur pied d'un groupe de travail est nécessaire. » (Nous soulignons)

Devant l'incapacité du Distributeur à fournir les résultats permettant d'expliquer les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution depuis 2004, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de mettre sur pied un groupe de travail pour aider à résoudre le problème qui persiste depuis au moins deux ans.

Aléa de prévision au début de l'hiver

Le Distributeur estime, avec raison, que la précision de sa prévision de la demande en puissance un an à l'avance est très bonne³⁴. Sur la période de 2013 à 2016, l'erreur de la prévision a été de 0,17 % un an d'avance³⁵. Appliquée sur

³⁰ B-0012, HQD-4, document 1, page 17, lignes 13 et 14.

³¹ R-3980-2016, A-0044, Notes sténographiques du 7 décembre 2016, pages 63 à 66.

³² B-0067, HQD-14, document 3 pages 12 à 16.

³³ D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 58, paragraphe 187.

³⁴ R-4011-2017, B-0083, HQD-15, document 3, pages 17 et 19, réponses 10.5 et 11.2.

³⁵ R-3986-2016, B-0006, HQD-1, document 1, page 22, tableau 2A-10.

les besoins en puissance de l'hiver 2018-2019 de 38 387 MW, cette erreur moyenne ne représente que 65 MW.

L'AHQ-ARQ a analysé les écarts de prévision en puissance sur une période de 10 ans pour une prévision faite au début de l'hiver pour des fins de détermination des achats de puissance pour la prochaine pointe. Le tableau suivant résume les résultats :

Tableau AHQ-ARQ-2
Écarts de prévision en puissance au début de l'hiver (MW)

	Prévision début de l'hiver (1)	Réel normalisé (2)	Écart	Mois de prévision (1)
2017-2018	37 787	37 945	158	Novembre
2016-2017	37 727	37 769	42	Novembre
2015-2016	38 049	37 711	-338	Septembre
2014-2015	37 687	37 687	0	Novembre
2013-2014	37 510	37 519	9	Novembre
2012-2013	37 122	37 397	275	Novembre
2011-2012	37 052	37 040	-12	Novembre
2010-2011	36 851	36 830	-21	Novembre
2009-2010	36 027	36 050	23	Novembre
2008-2009	36 040	35 690	-350	ND
Moyenne			-21	
Moyenne en valeur absolue			123	
Écart-type			193	
Sources:				
(1) Suivis des plan d'approvisionnement, Critères de fiabilité, Annexe D.				
(2) B-0012, p. 16, tab. 6; R-4011-2017, B-0015, p. 16, tab. 7; R-3986-2016, B-0006, p. 59, tab. 2D-9.				

Ce tableau montre lui aussi que l'erreur de prévision en puissance est très faible pour les dix dernières pointes, soit de l'ordre de 123 MW en valeur absolue.

Étant donné les bons résultats de la prévision en puissance un an d'avance ou encore quelques mois à l'avance, l'AHQ-ARQ comprend mal que l'écart-type de

l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver soit de 630 MW pour la pointe de l'hiver 2018-2019³⁶.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réévaluer à la baisse l'aléa sur la demande prévue sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, lors de l'évaluation de la réserve requise à chaque mois de novembre précédant le début de l'hiver.

³⁶ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 10, tableau 5.

5. Coûts d'approvisionnement

Pour l'année témoin 2019, les coûts d'achats d'électricité totalisent 6 435 M\$, soit une hausse de 215 M\$ par rapport à l'année de base 2018. L'AHQ-ARQ a analysé plusieurs éléments couvrant l'année historique 2017, l'année de base 2018 et l'année témoin 2019 qui ont tous un impact sur les tarifs de 2019.

Dans cette section, l'AHQ-ARQ analyse ces coûts en énergie et en puissance puis la proposition du Distributeur d'un indicateur des achats de court terme est examinée.

5.1. Approvisionnements de l'année historique 2017

Le Distributeur indique que les approvisionnements de court terme ont été de 63,9 M\$ de plus que la valeur prévue au dossier R-3980-2017³⁷. Cet écart est réparti entre les achats d'énergie (55,7 M\$) et les achats de puissance (8,2 M\$).

L'écart de 8,2 M\$ pour les achats de puissance est principalement dû à la participation plus forte que prévue au programme GDP Affaires en 2017³⁸.

Quant aux achats d'énergie de court terme, ils montrent encore une fois une sous-estimation quasi-systématique par le Distributeur tel qu'on peut le constater au tableau suivant :

³⁷ B-0017, HQD-6, document 1, page 11, tableau 7.

³⁸ B-0067, HQD-14, document 3, page 34, réponse 15.5.

Tableau AHQ-ARQ-3
Achats d'énergie de court terme
Historique vs prévision

	Année témoin (TWh)	Année de base (TWh)	Historique (TWh)	Écart (TWh)	Écart (%)
2008	0,03	0,41	0,90	0,87	
2009	0,53	0,98	1,16	0,63	
2010	0,08	0,11	0,73	0,65	
2011	0,40	0,61	0,63	0,22	
2012	0,36	0,19	0,27	-0,09	
2013	0,69	0,75	2,34	1,64	
2014	0,22	2,72	2,68	2,45	
2015	0,35	3,50	3,00	2,65	
2016	0,27	0,06	0,12	-0,15	
2017	0,01	0,01	0,52	0,51	
2018	0,01	0,78			
2019	0,05				
TOTAL 2008-17	2,95	9,35	12,32	9,37	318%

Sources : Document Approvisionnements en électricité des causes tarifaires

On peut constater que le Distributeur a tendance à sous-estimer ses besoins en achats d'énergie court terme. Sur la période de 10 ans entre 2008 et 2017, l'historique a été plus du triple de la prévision de l'année témoin (+318 %). Le tableau montre aussi que la tendance à la sous-estimation se poursuit en 2018.

Une telle sous-estimation peut avoir des effets indésirables sur l'analyse de rentabilité de certains programmes ou tarifs comme, par exemple, le tarif de développement économique³⁹ ou encore le tarif pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs⁴⁰.

Cette sous-estimation est causée principalement par une évaluation purement déterministe en climatologie normale effectuée par le Distributeur pour déterminer ses besoins d'approvisionnement de l'année témoin. L'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur pourrait très bien effectuer plusieurs simulations en

³⁹ B-0045, HQD-13, document 1, page 41.

⁴⁰ R-4045-2018, C-AHQ-ARQ-0011, pages 14 à 24.

utilisant les 329 séquences horaires des besoins d'un hiver donné qui représentent les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017⁴¹.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier sa méthode de prévision des approvisionnements, incluant les achats d'énergie de court terme, en calculant des espérances basées sur les 329 simulations horaires d'un hiver représentant les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017.

Pour 2017, l'écart de 55,7 M\$ mentionné plus haut pour les achats d'énergie de court terme comprend un montant de 5,7 M\$ pour l'entente globale cadre, selon l'explication suivante du Distributeur⁴² :

« En 2017, les dépassements à l'entente globale cadre (l'« Entente ») ont totalisé 5,7 M\$. Ces dépassements sont dus à des éléments distincts.

Les dépassements à l'Entente résultent en grande partie d'un écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année. Cet écart a posteriori a fait augmenter les besoins pour l'année 2017 entraînant une hausse des approvisionnements patrimoniaux sur toute l'année ainsi que des dépassements à l'Entente aux heures où l'utilisation de l'électricité patrimoniale était déjà maximisée. » (Nous soulignons)

En réponse à des demandes de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a fourni plus de détails comme suit⁴³ :

⁴¹ B-0072, HQD-14, document 6, pages 19 et 20, réponse 7.5.

⁴² B-0017, HQD-6, document 1, page 12, lignes 8 à 15.

- Les données opérationnelles dont il est question réfèrent aux besoins réguliers du Distributeur (« BRD »);
- La hausse des BRD a été constatée sur l'année entière;
- Ces données opérationnelles ont une influence directe sur les décisions opérationnelles des volumes d'achat à acquérir et sur le recours aux moyens de gestion du Distributeur;
- Une modification rétroactive de ces données peut entraîner un accroissement du recours à l'entente globale cadre surtout si la modification est effectuée après la fin d'année;
- L'écart s'est avéré beaucoup plus important en 2017 en raison d'un problème constaté dans le fichier opérationnel;
- L'écart des BRD observé en 2017 s'est avéré de 973 GWh additionnels à la fin de l'année par rapport à ceux utilisés en mode opérationnel;
- L'officialisation des données dont il est question est effectuée totalement après la fin de l'année et non graduellement tout au long de l'année;
- Le problème dans le fichier opérationnel utilisé en cours d'année a été découvert après la fin de l'année dans la même période où le processus de revue annuelle était en cours et le fichier opérationnel a aussitôt été corrigé.

À la lecture de ces informations, l'AHQ-ARQ conclut que le recours exceptionnel à l'entente globale cadre en 2017 résulte d'erreurs du fournisseur de données du Distributeur qui ne devraient pas être imputées à la clientèle du Distributeur.

L'AHQ-ARQ est d'avis que le problème découle d'un manque de contrôle du Distributeur dans les produits livrés par son fournisseur et d'un manque de contrôle de ce fournisseur dans ses systèmes informatiques. De plus, l'AHQ-

⁴³ B-0067, HQD-14, document 3, pages 34 à 37, réponses 16.1 à 16.8.

ARQ considère que les validations devraient être faites tout au long de l'année afin d'apporter les correctifs plus rapidement au lieu d'attendre après la fin de l'année pour constater une erreur.

Les coûts de l'entente globale cadre ont été peu significatifs au cours des dernières années, soit de 2,8 k\$ en 2016⁴⁴, de 20,2 k\$ en 2015⁴⁵ et de 116,4 k\$ en 2014⁴⁶.

En supposant un recours normal à l'entente globale cadre de 100 k\$ en 2017 basé sur l'historique de 2014 à 2016, on déduit que l'impact du coût de l'entente globale cadre de 2017 causé par l'erreur dans le fichier opérationnel est de 5,6 M\$.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 5,6 M\$ du recours à l'entente globale cadre pour 2017 étant donné une erreur dans un fichier opérationnel sous le contrôle du Distributeur et de son fournisseur.

5.2. Approvisionnements de l'année de base 2018

Pour l'année de base 2018, on peut observer⁴⁷ :

- une baisse de 43,1 M\$ des approvisionnements de long terme entre la valeur autorisée et l'année de base expliquée par des reports de dates de début des livraisons ainsi qu'à des baisses du coût de certains contrats d'approvisionnement pour la livraison d'énergie éolienne et d'énergie produite par biomasse⁴⁸;
- une hausse de 73,8 M\$ des achats d'énergie de court terme encore sous-prévus entre la valeur autorisée et l'année de base;

⁴⁴ R-4011-2017, B-0022, HQD-6, document 1, page 12, lignes 14 et 15.

⁴⁵ R-3980-2016, B-0024, HQD-6, document 1, page 14, lignes 8 et 9.

⁴⁶ R-3933-2015, B-0023, HQD-6, document 1, page 14, lignes 9 et 10.

⁴⁷ B-0017, HQD-6, document 1, page 5, tableau 1.

⁴⁸ B-0067, HQD-14, document 3, page 32.

- entre la valeur autorisée et l'année de base, une hausse de 4,6 M\$ des achats de puissance du programme GDP Affaires compensée en partie par une baisse de 2,7 M\$ des achats de puissance de l'option d'électricité interruptible dont l'adhésion n'a été que d'environ 900 MW par rapport à une prévision de 1 000 MW⁴⁹;
- une production éolienne moindre que prévue pour 2018 entraînant des livraisons en trop en provenance d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), pour une quantité de 0,3 TWh⁵⁰ à un prix unitaire de 47,40 \$/MWh⁵¹. Il s'agit de la 11e année consécutive où le Distributeur surestime la prévision de la production éolienne⁵². L'AHQ-ARQ pourra y revenir dans le cadre du dossier R-4061-2018 portant sur la *Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et des critères d'analyse des soumissions en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne*.

5.3. Approvisionnements de l'année témoin 2019

En énergie, l'AHQ-ARQ note particulièrement les éléments suivants⁵³ :

- Des besoins en énergie prévus pour l'année 2019 à 186,2 TWh, soit 4,1 TWh de plus que pour l'année de base 2018 et 2,6 TWh de plus que l'année historique 2017;
- L'électricité patrimoniale inutilisée qui passe de 11,2 TWh en 2017 à 14,2 TWh en 2018 puis à 9,8 TWh en 2019;
- La poursuite de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TransCanada Energy à Bécancour;

⁴⁹ B-0067, HQD-14, document 3, page 32, réponse 13.2.

⁵⁰ B-0017, HQD-6, document 1, page 21, tableau A-1.

⁵¹ Décision D-2016-095, dossier R-3965-2016, page 11, paragraphe 33.

⁵² Pièce Approvisionnement en électricité des causes tarifaires; Suivi de l'entente d'intégration pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2008.

⁵³ B-0022, HQD-6, document 1, pages 5 à 10, 21 et 22.

- Aucune quantité d'énergie rappelée en vertu des Conventions d'énergie différée pour les années de 2017 à 2019. Le Distributeur prévoit plutôt utiliser le solde de 3,3 TWh à compter de janvier 2020⁵⁴; cette stratégie diffère de celle préconisée l'an dernier où le solde commençait à être utilisé en 2022⁵⁵ et, le moment venu, l'AHQ-ARQ voudra s'assurer de l'optimalité d'une telle stratégie;
- Très peu de recours au contrat cyclable avec HQP et aux achats d'énergie de court terme suite à une simulation du cas moyen déterministe mais toutefois avec un risque de dépassement important tel que démontré plus haut;
- L'intégration de l'énergie et de la puissance issues du recours aux trois contrats de long terme en puissance avec le Producteur, découlant de l'A/O 2015-01 et totalisant 500 MW. Le dernier bilan de puissance déposé par le Distributeur indique que cette puissance n'aurait pas été nécessaire avant l'hiver 2021-2022 soit le premier hiver où cette puissance aurait été requise si on tient compte d'une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW⁵⁶, soit exactement la même conclusion à laquelle arrivait en 2014 l'expert retenu par l'AHQ-ARQ⁵⁷.

Pour tenir compte de la recommandation de l'AHQ-ARQ, à la section 4 ci-dessus, de baisser la prévision des besoins en énergie de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019, les approvisionnements en énergie doivent être baissés en conséquence. Le Distributeur pourra indiquer exactement l'impact en termes d'approvisionnements réduits. À défaut d'avoir cette information, l'AHQ-ARQ utilise le coût à la marge de 35 \$/MWh qu'elle a déterminé dans le dossier R-4045-2018 à partir des informations fournies par le Distributeur pour l'année

⁵⁴ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 45, tableau E-1.

⁵⁵ État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 43, tableau E-1; B-0083, HQD-15, document 3, page 23, réponse 13.3.

⁵⁶ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13, tableau 7.

⁵⁷ R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0030, page 13.

2020, les informations n'étant pas disponibles pour 2019⁵⁸. Pour 1,2 TWh, le coût total évité serait de 42 M\$.

Pour tenir compte de la baisse de la prévision des pertes de transport de 1,2 TWh en 2019, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire les coûts d'approvisionnements de 42 M\$ pour l'année témoin 2019.

5.4. Indicateur des achats de court terme

Dès 2014, l'AHQ-ARQ recommandait le développement et le suivi d'un nouvel indicateur annuel évalué *a posteriori* sur le pourcentage des achats de court terme (incluant l'utilisation de l'électricité interruptible) qui se retrouvent en électricité patrimoniale inutilisée.⁵⁹

En 2016, l'AHQ-ARQ poursuivait sur la même lancée avec le calcul de cet indicateur pour les années 2013 à 2015⁶⁰

En 2017, la Régie ordonnait au Distributeur de développer un indicateur du même type⁶¹ :

« [421] Toutefois, la Régie estime que les intervenants ont fait la preuve d'un enjeu qui, en termes de revenus requis, est significatif, soit celui de la relation des achats de court terme et de l'inutilisation de l'électricité du bloc patrimonial.

[422] C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce nouvel indicateur pourrait

⁵⁸ R-4045-2018, C-AHQ-ARQ-0011, page 21, tableau AHQ-ARQ-2.

⁵⁹ R-3905-2014, C-AHQ-ARQ-0019, pages 44 à 51.

⁶⁰ R-3980-2016, C-AHQ-ARQ-0008, page 23, tableau 4.

⁶¹ D-2017-043, dossier R-3897-2014 Phase 1, page 100, paragraphes 421 et 422.

être utilisé dans le cadre de la seconde génération du MRI. »
(Nous soulignons)

En 2018, la Régie suggérait deux méthodes de calcul de l'indicateur⁶² :

« Dans le but de favoriser la discussion, la Régie propose, dans les paragraphes qui suivent, deux méthodes permettant de mesurer la performance de la gestion active du Distributeur, c'est-à-dire des achats de court terme en énergie et en puissance ainsi que de l'approvisionnement en électricité patrimoniale du Distributeur. »

En réponse à ces demandes de la Régie, le Distributeur a procédé au calcul selon la première méthode suggérée par la Régie avec le résultat apparaissant au tableau suivant⁶³ :

TABLEAU 9 :
ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE RÉELLE VS DE RÉFÉRENCE (GWh)

	ÉPI réel (1)	ÉPI de référence (2)	Écart (1)-(2)=(3)	% (3)/(2)
2013	4 808	4 359	453	10,39%
2014	6 725	6 171	555	8,99%
2015	12 087	11 291	796	7,05%
2016	11 770	11 687	84	0,72%
2017	11 132	11 043	90	0,81%

Par exemple, ce tableau indique qu'en 2017, 90 GWh d'achats d'énergie de court terme auraient pu être évités et remplacés par de l'électricité patrimoniale.

Le Distributeur constate que le tableau ne montre pas de lien direct entre l'électricité patrimoniale inutilisée (« ÉPI ») de référence (colonne 2) et l'écart (colonne 3)⁶⁴.

⁶² D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 232.

⁶³ B-0017, HQD-6, document 1, page 13, tableau 9.

L’AHQ-ARQ est d’avis que le lien à rechercher est plutôt celui entre les achats qui auraient pu être évités (colonne 3) et les achats réels vraiment réalisés, selon le tableau suivant dont les intrants proviennent du tableau 9 du Distributeur et du tableau AHQ-ARQ-3 préparé par l’AHQ-ARQ à la section 5.1.

Tableau AHQ-ARQ-4
Ratio des achats évitables sur les achats réels

	A. Achats évitables	B. Achats réels	(A/B)
	(GWh)	(GWh)	(%)
2013	453	2338	19,4%
2014	555	2675	20,7%
2015	796	2996	26,6%
2016	84	115	73,0%
2017	90	515	17,5%

Si on omet l’année 2016 qui requiert une analyse plus poussée, on peut voir que les achats évitables varient entre 17,5 % et 26,6 % des achats réels, ce qui constitue de l’avis de l’AHQ-ARQ un potentiel d’amélioration intéressant si le Distributeur peut réduire ces ratios de quelques points.

On peut constater une nette amélioration du ratio entre 2015 et 2017. En 2015, l’AHQ-ARQ avait constaté certains achats engagés jusqu’à 7 et 8 jours à l’avance⁶⁵. Or, l’examen du suivi des achats de 2017 montre une amélioration à ce niveau avec aucun achat engagé plus de 5 jours à l’avance. L’AHQ-ARQ considère toutefois que 5 jours à l’avance est un long délai et que d’autres améliorations sont sans doute possibles en réduisant ce délai.

Pour l’année 2016, le suivi détaillé des activités d’achat du Distributeur montre des achats totaux de 115 GWh dont 46 GWh seraient dus à des codes 6 (Achat effectué pour situation d’urgence pour alimentation de la charge locale) et 7 (Achat effectué pour alimentation de la charge locale dû à un entretien du réseau), ce qui pourrait expliquer le fort pourcentage de 73,0 % pour cette

⁶⁴ B-0017, HQD-6, document 1, page 14.

⁶⁵ R-3980-2016, C-AHQ-ARQ-0013, page 38.

année. L'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur devrait retirer ces types d'achat de son analyse autant pour les achats évitables que pour les achats réels.

Le Distributeur énonce un certain nombre de difficultés liées à l'utilisation d'un indicateur de performance⁶⁶. Sans entrer dans le détail de chacune, l'AHQ-ARQ est d'avis que la plupart sont inhérentes à ce genre d'indicateur mesuré *a posteriori* dont l'objectif n'est pas de le réduire à zéro mais de viser une amélioration en apportant des changements de comportement comme mentionné plus haut sur les délais d'engagement, par exemple.

Pour ce qui est de la difficulté que mentionne le Distributeur selon laquelle la méthode suggérée ne considère pas les achats de court terme qui sont requis en raison d'exigences d'entretien sur le réseau de transport, de bris ou d'événements affectant l'alimentation de la charge locale, l'AHQ-ARQ soumet que ces cas sont facilement identifiables dans les suivis et dans le fichier des 8 760 heures de l'entente globale cadre comme on l'a vu plus haut et que le Distributeur n'aurait qu'à simplement retirer ces achats de l'analyse.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de poursuivre le calcul de la première méthode suggérée avec les corrections mentionnées dans cette section et de fournir les résultats, de même que ceux de la deuxième méthode suggérée par la Régie, lors du prochain dossier tarifaire.

⁶⁶ B-0017, HQD-6, document 1, pages 15 et 16.

6. Tarification dynamique

Le Distributeur propose d'introduire comme suit des options de tarification dynamique⁶⁷ :

« Comme annoncé dans son dernier dossier tarifaire, le Distributeur propose d'introduire de façon progressive des options de tarification dynamique sur une base volontaire. Ces options seront offertes à la fin de 2019 en raison, notamment des délais d'implantation des outils informatiques requis et de la nécessité de mettre en place une stratégie complète d'accompagnement de la clientèle dans ses choix tarifaires.

Les options proposées visent les clients actuellement au tarif domestique D et au tarif général de petite puissance dont l'appel de puissance n'excède pas 50 kW. Elles prennent la forme, soit d'un nouveau tarif de pointe critique (un prix élevé pour un maximum de 100 heures sur appel du Distributeur en contrepartie de prix plus bas pendant les heures d'hiver restantes), soit d'un crédit sur la facture au tarif régulier (s'il y a réduction de la consommation en réponse à un appel du Distributeur, pour un maximum de 100 heures en hiver). Le Distributeur propose également la mise en oeuvre d'un projet pilote de tarif de pointe critique aux tarifs M et G-9 auprès d'un nombre restreint de clients. » (Nous soulignons)

D'entrée de jeu, l'AHQ-ARQ souligne qu'elle est en accord avec le principe de tarification dynamique et elle est d'avis que le Distributeur peut ainsi sécuriser des comportements des clients que ceux-ci ont présentement en cas des appels au public qui sont faits par le Distributeur.

⁶⁷ B-0006, HQD-1, document 1, page 12, lignes 6 à 21.

L'AHQ-ARQ présente toutefois certains commentaires sur chacune des deux options proposées par le Distributeur.

Crédit en pointe critique (« CPC »)

Cette option est définie ainsi⁶⁸ :

« Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients lorsqu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures critiques en période d'hiver, sur appel du Distributeur. Pour chaque événement de pointe critique, l'effacement du client correspond à la différence entre ce qu'il aurait normalement consommé, sans événement, et ce qu'il a effectivement consommé lors d'un événement.

Cette option ne présente aucun risque pour les clients qui y souscrivent, leur facture ne pouvant que diminuer selon les efforts déployés lors d'événements de pointe critique. En effet, dans le cas où le client ne réduit pas sa consommation lors d'un événement, le tarif régulier lui est appliqué et aucun crédit ne lui est versé.

Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver. Si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au CPC diminue puisqu'en l'absence d'événement, le tarif régulier s'applique. » (Nous soulignons)

⁶⁸ B-0045, HQD-3, document 1 révisé, pages 20 et 21, section 4.3.1.

L'AHQ-ARQ considère que cette option CPC est la plus appropriée et qu'elle répond le mieux aux critères de neutralité tarifaire, de simplicité et d'adhésion volontaire privilégiés par le Distributeur⁶⁹. De plus, le Distributeur indique que cette option plaît à tous les clients de la clientèle domestique rencontrés lors des groupes de discussion⁷⁰.

Tarif de pointe critique (« TPC »)

Cette option est décrite ainsi⁷¹ :

« Le TPC est un tarif distinct du tarif régulier. À ce tarif, un prix élevé est appliqué pendant un maximum de 100 heures critiques en semaine en période d'hiver, sur appel du Distributeur. En contrepartie, un prix plus faible par rapport au tarif régulier est appliqué le reste du temps en période d'hiver. En période d'été, des prix identiques au tarif régulier s'appliquent en tout temps.

À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver. Toutefois, contrairement au CPC, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît puisque les prix plus bas s'appliquent alors durant un plus grand nombre d'heures. »

Le Distributeur indique que, par souci d'équité, les clients du TPC seront généralement appelés à réduire leur consommation pour l'entièreté des 100 heures critiques de l'hiver même si le Distributeur n'a pas de besoins⁷². L'AHQ-ARQ est d'avis qu'une option de gestion de consommation qui doit être utilisée

⁶⁹ B-0045, HQD-13, document 1 révisé, page 20, section 4.2.3.

⁷⁰ B-0045, HQD-13, document 1 révisé, page 24, lignes 5 et 6.

⁷¹ B-0045, HQD-13, document 1 révisé, page 21,

⁷² Voir notamment B-0062, HQD-14, document 1.1, page 123, lignes 19 à 26.

de façon artificielle pour être équitable est mal conçue et n'est pas respectueuse envers la clientèle qui sera appelée inutilement.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de raffiner la conception de l'option TPC pour éviter les problèmes d'appels inutiles et, dépendant des résultats de la première année, de réserver sa décision sur l'acceptation de cette option.

Pour les deux options, soit le CPC et le TPC, le Distributeur indique qu'il verra à intégrer une réduction de la contribution en puissance concernant la tarification dynamique dans sa planification à long terme sous la forme d'un taux de réserve⁷³.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir, lors du prochain dossier tarifaire, l'évaluation du taux de réserve à retenir dans le bilan en puissance pour chaque option de tarification dynamique, en tenant compte des modalités d'utilisation et des délais d'appel.

⁷³ B-0062, HQD-14, document 1.1, page 123; et B-0067, HQD-14, document 3, page 39, réponse 19.2.

7. Propositions liées à l'implantation du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur

Dans sa décision D-2018-067, émise dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019, la Régie a rendu sa décision finale fixant la plupart des caractéristiques du MRI, à l'exception des deux caractéristiques suivantes :

- les indicateurs de performance rattachés à la qualité du service à lier au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR ») et les modalités de liaison; et
- les modalités d'une clause de sortie⁷⁴.

L'AHQ-ARQ a été active tout le long du processus ayant mené à l'établissement des caractéristiques du MRI du Distributeur et, dans cette foulée, elle compte formuler des recommandations à la Régie sur ces deux caractéristiques.

7.1. Les indicateurs de performance et leur liaison avec le MTÉR

La Régie a ainsi établi le cadre du choix des indicateurs de performance en lien avec le MTÉR⁷⁵ :

« [416] L'établissement d'un MRI a pour but d'inciter le Distributeur à une plus grande efficience sans toutefois porter atteinte à la qualité du service. À cet égard, la Régie s'exprimait ainsi dans sa décision D-2014-034 :

« [398] Bien que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR demeure une exception dans l'industrie selon la preuve déposée par les Demandeurs, la Régie souligne que sous sa juridiction, le partage des écarts de rendement (trop-perçus) en fin d'année est lié à l'atteinte d'un

⁷⁴ B-0011, HQD-3, document 3, page 5.

⁷⁵ D-2017-043, dossier R-3897-2014 Phase 1, pages 98 et 99, paragraphes 416 à 419.

pourcentage global de réalisation de qualité de service pour Gaz Métro et pour Gazifère.

[399] La Régie veut s'assurer que le trop-perçu n'est pas réalisé au détriment de la sécurité du réseau ou du service à la clientèle.

[...]

[417] Par ailleurs, la Régie souligne que les indicateurs de qualité de service deviendront une condition préalable au partage des excédents de rendement. Cette condition préalable permettra de moduler le partage des excédents, ce qui renforcera ainsi l'incitatif financier pour le Distributeur de maintenir, ou d'améliorer, la qualité de service pour ses clients.

[418] Dans ce contexte, la Régie juge que l'utilisation d'indicateurs d'efficience ou de coûts n'offrirait aucune valeur ajoutée quant au contrôle des coûts de distribution et SALC par rapport à la Formule d'indexation du MRI. Néanmoins, ce type d'indicateurs pourrait être introduit, au besoin, pour compléter l'examen d'éléments spécifiques exclus de la Formule d'indexation.

[419] La Régie estime opportun, dans l'établissement d'un premier MRI, de prendre des indicateurs existants, dont l'historique est connu, afin de bien calibrer l'indicateur. Il est en effet important de calibrer adéquatement ces indicateurs afin de s'assurer que la qualité de service est maintenue et qu'il y a un réel incitatif pour le Distributeur. » (Nous soulignons)

En plus des indications de la Régie, l'AHQ-ARQ est d'avis que :

- a) Il n'est pas nécessaire que la pondération des cinq champs d'intervention retenus soit la même. Ils pourraient être pondérés différemment dépendant de leur importance relative.
- b) La cible doit être suffisamment ambitieuse et une cible correspondant à la moyenne des cinq dernières années n'est pas toujours appropriée pour tous les indicateurs.
- c) L'ensemble des indicateurs retenus et leur liaison avec le MTÉR doit permettre d'assurer que la performance soit maintenue ou améliorée.

Choix des indicateurs

Le tableau 2 montre les 10 indicateurs retenus par le Distributeur de même que leur cible et pondération⁷⁶. Le Distributeur indique que l'historique du premier indicateur de satisfaction de la clientèle ne couvre que deux ans alors que celui du deuxième ne couvre qu'un an⁷⁷, ce qui, de l'avis de l'AHQ-ARQ, ne rencontre pas le critère de la Régie cité plus haut d'un historique connu. Par contre, le Distributeur ne mesure pas d'autres indicateurs de satisfaction de la clientèle que ceux qu'il propose. Par conséquent, l'AHQ-ARQ considère que ces indicateurs doivent être utilisés mais que leur pondération pourrait être moindre, ce qui sera recommandé plus bas.

De la même façon, les historiques de d'autres indicateurs ont dû être reconstruits⁷⁸. Ces éléments seront pris en compte dans les recommandations qui suivront.

Après l'analyse des 10 indicateurs, l'AHQ-ARQ considère que leur choix est pertinent et qu'ils représentent bien les champs d'intervention ciblés par la Régie.

⁷⁶ B-0011, HQD-3, document 3, page 12, tableau 2.

⁷⁷ B-0011, HQD-3, document 3, page 21, tableau A-1.

⁷⁸ B-0011, HQD-3, document 3, page 21, tableau A-1.

**TABLEAU 2 :
CIBLES ET PONDERATIONS DES INDICATEURS**

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	CIBLE	PONDÉRATION
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (20%)			
ISC combiné R-C-A	indice sur 10	8,15	15 %
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	8,50	5 %
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (20%)			
Indice de continuité normalisé	minutes	139	6,66 %
Nombre de pannes basse tension	nombre	26 690	6,67 %
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	138	6,67 %
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (20%)			
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	6,8	10 %
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	84	10 %
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)			
Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels	secondes	156	17 %
Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux	secondes	151	3 %
SÉCURITÉ (20%)			
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	3,3	20 %

Pondération des indicateurs

Tout comme le Distributeur le fait depuis plusieurs années dans l'établissement de ses objectifs corporatifs⁷⁹, l'AHQ-ARQ considère que les pondérations des cinq champs d'intervention n'ont pas à être égales. De plus, l'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur n'a pas fourni de justification suffisante pour considérer que les cinq champs d'intervention sont d'égale importance⁸⁰.

Les pondérations recommandées par l'AHQ-ARQ apparaissent au tableau AHQ-ARQ-5. Ces recommandations sont motivées par les raisons suivantes :

⁷⁹ Voir notamment R-4011-2018, B-0026, HQD-8, document 2, annexe B, pages 19 à 22.

⁸⁰ B-0062, HQD-14, document 1.1, page 45, réponse 16.1.

- La pondération des indicateurs de la satisfaction de la clientèle a été baissée à cause de la longueur de leur historique tel que mentionné plus haut;
- La pondération des indicateurs de fiabilité du service électrique a été haussée à cause de l'importance relative que l'AHQ-ARQ accorde à ces indicateurs;
- La pondération des indicateurs d'alimentation électrique a été baissée à cause de l'importance relative que l'AHQ-ARQ accorde à ces indicateurs et du fait que l'un deux a fait l'objet d'un historique reconstruit;
- La pondération des indicateurs de services à la clientèle a été maintenue à 20 %;
- La pondération de l'indicateur de sécurité a été maintenue à cause de l'importance relative que l'AHQ-ARQ accorde à cet indicateur, et ce, même s'il a fait l'objet d'un historique reconstruit;
- Les pondérations à l'intérieur de chacune des cinq catégories ont été maintenues.

**Tableau AHQ-ARQ-5
Pondération des indicateurs proposée par l’AHQ-ARQ**

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)			
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)			
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)			
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)			
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	
SÉCURITÉ (20%)			
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	20%	

Cibles de performance

L’AHQ-ARQ est d’avis que les cibles doivent être suffisamment ambitieuses et favoriser un maintien des résultats. Ainsi, une cible correspondant à la moyenne des cinq dernières années n’est pas toujours appropriée pour tous les indicateurs comme Hydro-Québec dans ses activités de transport d’électricité (le « Transporteur ») l’a d’ailleurs constaté pour un indicateur en particulier⁸¹.

Les cibles recommandées par l’AHQ-ARQ apparaissent au tableau suivant.

⁸¹ R-4058-2018, B-0012, HQT-4, document 2, page 27.

Tableau AHQ-ARQ-6
Pondérations et cibles des indicateurs proposées par l'AHQ-ARQ

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)			
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	8,15
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	8,50
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)			
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	139
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	26 690
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	138
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)			
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	6,8
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	84
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)			
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	90
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	95
SÉCURITÉ (20%)			
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	20%	3,3

L'AHQ-ARQ recommande le maintien des cibles proposées par le Distributeur sauf pour celles portant sur les services à la clientèle. En effet, l'historique des deux indicateurs de cette catégorie⁸² reproduits ici montre sans équivoque une cassure dans la moyenne à partir de 2016 amenée par une amélioration significative des services.

SERVICES À LA CLIENTÈLE					
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels ⁸²	237	174	205	87	76
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux ⁸³	231	158	190	93	85

D'ailleurs, le Distributeur confirme que l'amélioration de ces indicateurs n'est pas le fruit du hasard mais plutôt du rayonnement des services Web et de l'application mobile⁸³.

Si on veut maintenir la qualité de ces services, l'AHQ-ARQ propose de baser les cibles sur les deux dernières années seulement et c'est ce qui apparaît en gras au tableau AHQ-ARQ-6 ci-dessus. À ce sujet, l'AHQ-ARQ soumet que le

⁸² B-0011, HQD-3, document 3, page 21, tableau A-1.

⁸³ B-0062, HQD-14, document 1.1, pages 8 et 9, réponse 3.1 et 3.2.

Distributeur n'a pas fourni de solution satisfaisante pour tenir compte de la cassure dans ces historiques⁸⁴.

Mesure globale du maintien de la qualité du service

L'AHQ-ARQ propose une méthode beaucoup plus simple que ce que propose le Distributeur pour arriver aux mêmes fins en termes de calcul de la mesure globale du maintien de la qualité du service, aussi appelé indice de maintien de la qualité (« IMQ »). La méthode proposée par l'AHQ-ARQ est simplement basée sur une méthode qui a amplement fait ses preuves depuis de nombreuses années pour le Distributeur et le Transporteur dans l'établissement de leurs objectifs corporatifs et de la rémunération incitative en découlant. Toutefois, comme l'objectif principal de la Régie est de maintenir la performance et non nécessairement de l'améliorer, seul un seuil et une cible seront nécessaires pour chacun des indicateurs, délaissant ainsi la notion d'idéal qui existait dans le contexte des objectifs corporatifs. Le rapport Elenchus fait aussi état de mécanismes d'évaluation de la performance avec des cibles par palier dans l'état de New York⁸⁵.

On peut aussi noter que cette proposition de l'AHQ-ARQ, contrairement à celle du Distributeur, ne pose pas le risque qu'une faible performance d'un indicateur soit compensée par une excellente performance de quelques autres indicateurs⁸⁶.

Le tableau suivant montre la proposition de l'AHQ-ARQ incluant les seuils qu'elle propose.

⁸⁴ B-0062, HQD-14, document 1.1, pages 46 et 47, réponse 17.2.

⁸⁵ R-3897-2014, A-0005, page A-45.

⁸⁶ B-0062, HQD-14, document 1.1, pages 47 et 48, réponse 17.3.

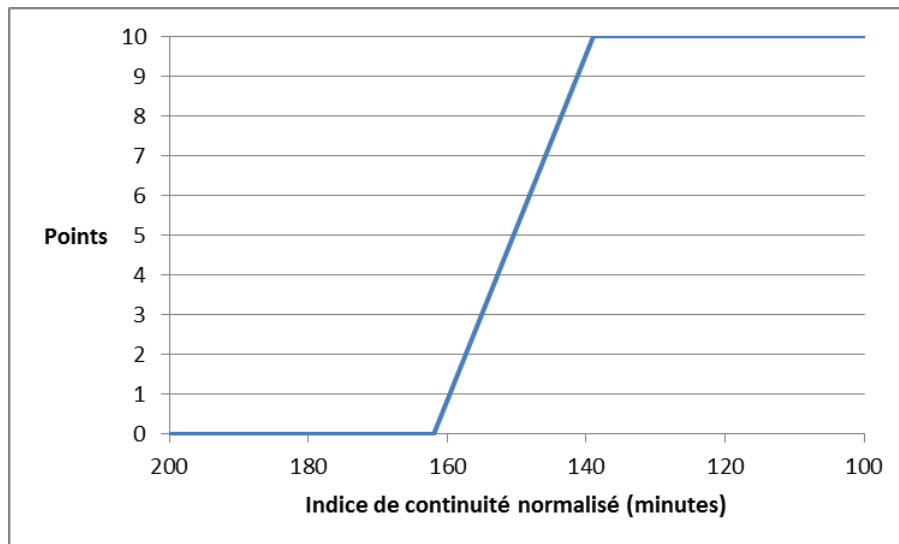
Tableau AHQ-ARQ-7
Pondérations, seuils et cibles des indicateurs proposés par l’AHQ-ARQ

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE	SEUIL
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)				
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	8,15	8,10
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	8,50	8,30
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)				
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	139	162
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	26 690	27 645
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	138	200
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)				
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	6,8	7,7
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	84	81
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)				
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	90	150
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	95	150
SÉCURITÉ (20%)				
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	20%	3,3	3,6

Les seuils sont normalement basés sur la pire performance des cinq dernières années lorsque l’historique est connu et qu’une telle performance est représentative dans un contexte de maintien. Sinon, le seuil proposé est basé sur la tendance observée plus récemment.

La figure suivante illustre la proposition de l’AHQ-ARQ pour un indicateur en particulier.

Figure AHQ-ARQ-2
Illustration des points en fonction du résultat de l’Indice de continuité normalisé (pour un seuil de 162 minutes et une cible de 139 minutes)



Selon cet exemple, le Distributeur ne se mériterait aucun point si le résultat de l’indicateur était supérieur au seuil de 162 minutes, se mériterait 10 points si le résultat était moindre que la cible de 139 minutes et, entre ces deux valeurs, le gain serait calculé de façon linéaire.

Ainsi, si le Distributeur atteignait au moins la cible pour chacun des 10 indicateurs retenus, il se mériterait 100 % de sa partie des écarts de rendement qui est en jeu. Cette approche de l’AHQ-ARQ s’apparente beaucoup à celle utilisée par Énergir⁸⁷ et s’inspire aussi de l’approche utilisée par Hydro One pour établir les seuils et les cibles⁸⁸.

L’AHQ-ARQ est d’avis que sa proposition est beaucoup plus simple que celle préconisée par le Distributeur notamment puisque qu’elle peut être décrite entièrement à l’aide du tableau précédent. On peut même aisément construire le tableau qui calculerait le résultat de l’IMQ en fin d’année tel qu’il apparaît au

⁸⁷ R-4024-2017, B-0032, pages 1 à 3.

⁸⁸ R-3934-2014, C-AHQ-ARQ-0013 et C-AHQ-ARQ-0014, pages 6 à 8.

tableau suivant pour un résultat correspondant aux résultats de 2017, avec un IMQ de 77,69 %.

**Tableau AHQ-ARQ-8
Exemple de calcul des résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ**

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE	SEUIL	RÉSULTAT	POINTS
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)						
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	8,15	8,10	8,20	11,25%
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	8,50	8,30	8,50	3,75%
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)						
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	139	162	162	0,00%
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	26 690	27 645	26 911	7,69%
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	138	200	134	10,00%
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)						
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	6,8	7,7	6,6	5,00%
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	84	81	81	0,00%
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)						
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	90	150	76	17,00%
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	95	150	85	3,00%
SÉCURITÉ (20%)						
Taux de fréquence des accidents	nombre par 200 000 heures travaillées	20%	3,3	3,6	3,1	20,00%
IMQ						77,69%

Modalités de liaison des indicateurs au MTÉR

L'AHQ-ARQ propose simplement de multiplier l'IMQ par la part à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR en vigueur pour déterminer la part réelle qui ira au Distributeur, le reste étant remis à la clientèle.

Le Distributeur propose des modalités plus complexes⁸⁹ :

«

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur.

⁸⁹ B-0011, HQD-3, document 3, page 14, lignes 9 à 15.

- Si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de -1. Par exemple pour un IMQ de -1,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle.
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. » (Nous soulignons)

À l'aide de la feuille Excel fournie par le Distributeur⁹⁰, l'AHQ-ARQ a obtenu les résultats suivants :

- Même avec la pire performance des 5 dernières années pour chacun des dix indicateurs retenus, l'IMQ calculé par le Distributeur serait de -1,08⁹¹. À partir de ce scénario, si on ne changeait que les deux indicateurs des services à la clientèle et qu'on leur attribuait le 2^e pire résultat des cinq dernières années, l'IMQ calculé par le Distributeur serait de -0,99 et ainsi ce dernier conserverait l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur, ce qui de l'avis de l'AHQ-ARQ, serait totalement inacceptable et irait à l'encontre des décisions de la Régie en termes de partage des écarts de rendement ;
- Avec l'atteinte précise de toutes les cibles proposées par le Distributeur, l'IMQ proposé par le Distributeur serait de 0;
- Avec le meilleur résultat des cinq dernières années pour chaque indicateur, l'IMQ proposé par le Distributeur serait de 0,98⁹²;
- Avec un résultat correspondant aux seuils proposés par l'AHQ-ARQ, l'IMQ proposé par le Distributeur serait de -0,94.

⁹⁰ B-0070.

⁹¹ Voir aussi B-0062, HQD-14, document 1.1, page 53, tableau R-19.1-B.

⁹² Voir aussi B-0062, HQD-14, document 1.1, page 52, tableau R-19.1-A.

Si jamais la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur, l'AHQ-ARQ recommanderait de modifier lesdites modalités ainsi :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à 0, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur;
- Si l'IMQ est inférieur à 0, mais supérieur à -1, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de 0. Par exemple pour un IMQ de -0,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle;
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -1, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle.

En résumé de cette section, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur, dans le cadre des indicateurs de performance à lier au MTÉR et de la méthode de liaison :

- De retenir la méthode de calcul, les indicateurs, les pondérations, les seuils et les cibles apparaissant au tableau AHQ-ARQ-7 de ce mémoire;
- Si jamais la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur, de modifier lesdites modalités tel qu'indiqué plus haut dans cette section.

7.2. La clause de sortie

Suite aux recommandations de Concentric, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une clause de sortie qui serait déclenchée advenant un écart de rendement supérieur ou inférieur à 150 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR sur une base annuelle⁹³.

Concentric a effectué un balisage des entreprises d'électricité et de gaz canadiennes sur la clause de sortie de leur MRI⁹⁴. On peut constater que la clause de sortie des entreprises d'électricité est déclenchée advenant un écart de rendement supérieur ou inférieur à une valeur variant entre 200 et 500 points de base par rapport au taux de rendement autorisé, après application sur une base annuelle. Pour les entreprises de gaz, cette fourchette varie également entre 200 et 500 points de base.

Concentric explique ainsi sa recommandation⁹⁵ :

« One consideration in establishing the ROE threshold is that HQD has a substantially lower authorized ROE than other utilities and each 100 basis point differential represents a larger percentage of earnings with respect to shortfalls and surpluses. As shown in Table 3, HQD's ROE is 48 basis points below the average ROE for Canadian electric distributors. Similarly, its equity ratio is also lower than the average equity ratio for these same companies. »

Même en ramenant toutes les entreprises au même ROE selon le tableau 3 mentionné dans l'extrait, on peut observer qu'en Alberta et en Ontario, le déclencheur serait toujours supérieur à 200 points de base.

⁹³ B-0011, HQD-3, document 3, pages 15 et 16.

⁹⁴ B-0011, HQD-3, document 3, annexe B, pages 4 et 5.

⁹⁵ B-0011, HQD-3, document 3, annexe B, page 6.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer le niveau déclencheur de la clause de sortie à un écart de rendement supérieur ou inférieur à 200 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR sur une base annuelle.

De plus, l'AHQ-ARQ appuie la recommandation de PEG selon laquelle le déclenchement de la clause de sortie ne devrait pas entraîner la fin automatique du MRI mais plutôt un examen de la Régie afin de déterminer si le MRI devrait être continué, révisé ou terminé⁹⁶.

⁹⁶ C-AQCIE-CIFQ-0018, page 20.

8. Conclusions et recommandations

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

1. L'AHQ-ARQ constate la bonne performance du Distributeur traduite par les indicateurs de qualité du service qui se sont améliorés et ce, même avec le contrôle de ses coûts entrepris en 2008.
2. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de décrire une méthode de détermination et de fournir un signal de coût évité en énergie qui soit variable pour la période d'hiver. Une valeur différente doit être fournie pour chaque tranche d'utilisation de 100 heures et ces valeurs doivent être basées sur les prévisions et les patrons historiques observés.
3. Étant donné des prix de moins de 1 \$/kW-hiver obtenus par le Distributeur pour les deux premiers mois de 2018 pour des achats de puissance, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer le signal de coût évité en puissance à 5 \$/kW-hiver pour l'hiver 2018-2019.
4. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de retenir le coût évité en puissance apparaissant au tableau AHQ-ARQ-1, exprimé pour chaque hiver entre 2018-2019 et 2025-2026.
5. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de recalculer complètement les coûts évités de distribution et de transport à chaque année.
6. De plus, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de fournir des valeurs différentes pour les zones majeures des réseaux de distribution et de transport.

7. Pour tenir compte de la baisse de la prévision des pertes de transport pour 2019, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie, à défaut de meilleure preuve, de demander au Distributeur de baisser sa prévision des besoins en énergie de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019, pour se situer à 185,0 TWh, et d'apporter une baisse correspondante aux prévisions en puissance des pointes des hivers 2018-2019 et 2019-2020.
8. Devant l'incapacité du Distributeur à fournir les résultats permettant d'expliquer les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution depuis 2004, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de mettre sur pied un groupe de travail pour aider à résoudre le problème qui persiste depuis au moins deux ans.
9. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réévaluer à la baisse l'aléa sur la demande prévue sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, lors de l'évaluation de la réserve requise à chaque mois de novembre précédant le début de l'hiver.
10. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier sa méthode de prévision des approvisionnements, incluant les achats d'énergie de court terme, en calculant des espérances basées sur les 329 simulations horaires d'un hiver représentant les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017.
11. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 5,6 M\$ du recours à l'entente globale cadre pour 2017 étant donné une erreur dans un fichier opérationnel sous le contrôle du Distributeur et de son fournisseur.
12. Pour tenir compte de la baisse de la prévision des pertes de transport de 1,2 TWh en 2019, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire les coûts d'approvisionnements de 42 M\$ pour l'année témoin 2019.

13. Pour l'indicateur des achats de court terme proposé par la Régie, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de poursuivre le calcul de la première méthode suggérée par la Régie avec les corrections mentionnées dans la section 5.4 de ce mémoire et de fournir les résultats, de même que ceux de la deuxième méthode suggérée par la Régie, lors du prochain dossier tarifaire.
14. L'AHQ-ARQ considère que l'option de tarification dynamique CPC est la plus appropriée et qu'elle répond le mieux aux critères de neutralité tarifaire, de simplicité et d'adhésion volontaire privilégiés par le Distributeur. De plus, le Distributeur indique que cette option plaît à tous les clients de la clientèle domestique rencontrés lors des groupes de discussion.
15. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de raffiner la conception de l'option de tarification dynamique TPC pour éviter les problèmes d'appels inutiles et, dépendant des résultats de la première année, de réserver sa décision sur l'acceptation de cette option.
16. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir, lors du prochain dossier tarifaire, l'évaluation du taux de réserve à retenir dans le bilan en puissance pour chaque option de tarification dynamique, en tenant compte des modalités d'utilisation et des délais d'appel.
17. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur, dans le cadre des indicateurs de performance à lier au MTÉR et de la méthode de liaison :
 - De retenir la méthode de calcul, les indicateurs, les pondérations, les seuils et les cibles apparaissant au tableau AHQ-ARQ-7 de ce mémoire;

- Si jamais la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur, de modifier lesdites modalités tel qu'indiqué à la fin de la section 7.1 de ce mémoire.

18. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer le niveau déclencheur de la clause de sortie à un écart de rendement supérieur ou inférieur à 200 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR sur une base annuelle.

19. De plus, l'AHQ-ARQ appuie la recommandation de PEG selon laquelle le déclenchement de la clause de sortie ne devrait pas entraîner la fin automatique du MRI mais plutôt un examen de la Régie afin de déterminer si le MRI devrait être continué, révisé ou terminé .

Annexe A – Proposition de coût évité de puissance fourniture

Le Distributeur présente ainsi son plus récent bilan en puissance⁹⁷ :

**TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 650	3 831	3 863	3 989	4 022	4 049	4 074	4 094
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 038	42 491	42 890	43 352	43 665	43 941	44 176	44 380
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 596	5 049	5 448	5 910	6 223	6 499	6 734	6 938
HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 875	1 966	1 976	1 976	1 968	1 968	1 968
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 292	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	292	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	250	300	700	1 000	1 250	1 500	2 100

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

Le Distributeur présente ainsi le signal de coût évité en puissance pour 2018⁹⁸ :

« 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.

⁹⁷ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13, tableau 7.

⁹⁸ B-0015, HQD-4, document 3, page 10.

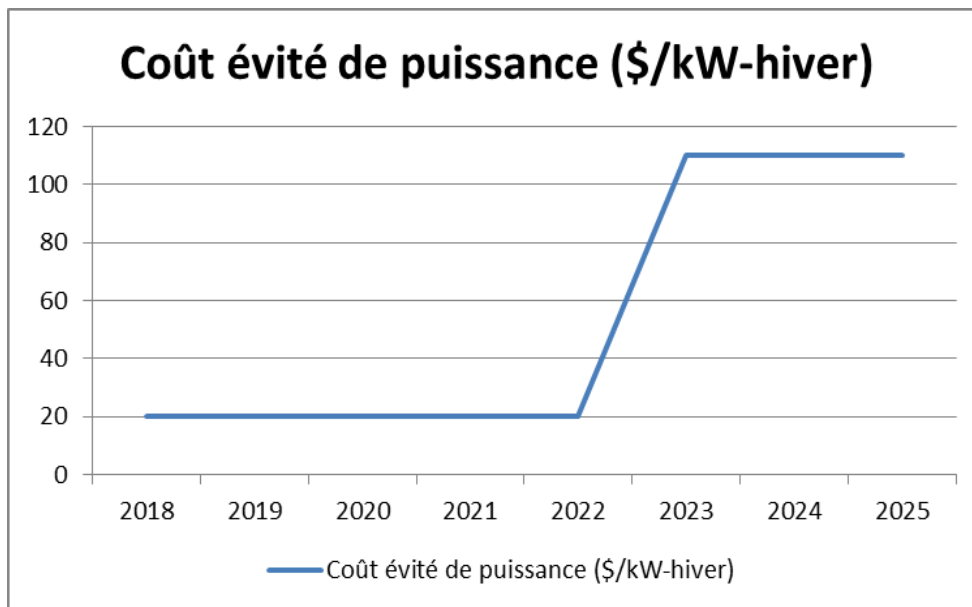
Afin de refléter cette situation, les coûts évités en puissance sont déclinés ainsi :

- *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 1 250 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 l'hiver 2023-2024. Par exemple, en consultant le bilan en puissance plus haut, on peut voir que si la prévision des besoins à la pointe augmentait d'un simple 150 MW pour l'hiver 2022-2023 pour atteindre 39 793 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 39 643 MW et une probabilité de 50 % qu'ils soient supérieurs.

Pour les fins de la discussion, supposons que la probabilité que les besoins réels de l'hiver 2022-2023 soient supérieurs à 39 793 MW (et non la prévision centrée de 39 643 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 hivers⁹⁹ :

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

	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Aléa climatique	1 530	1 570	1 600	1 620
Aléa sur la demande prévue	630	720	820	920
Aléa global	1 650	1 730	1 800	1 870

et pour les hivers à compter de 2022-2023¹⁰⁰ :

⁹⁹ État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 10, tableau 5.

¹⁰⁰ 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 630 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 7) est de 38 387 MW et que l'écart-type de prévision est de 630 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 37 757 MW et 39 017. 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

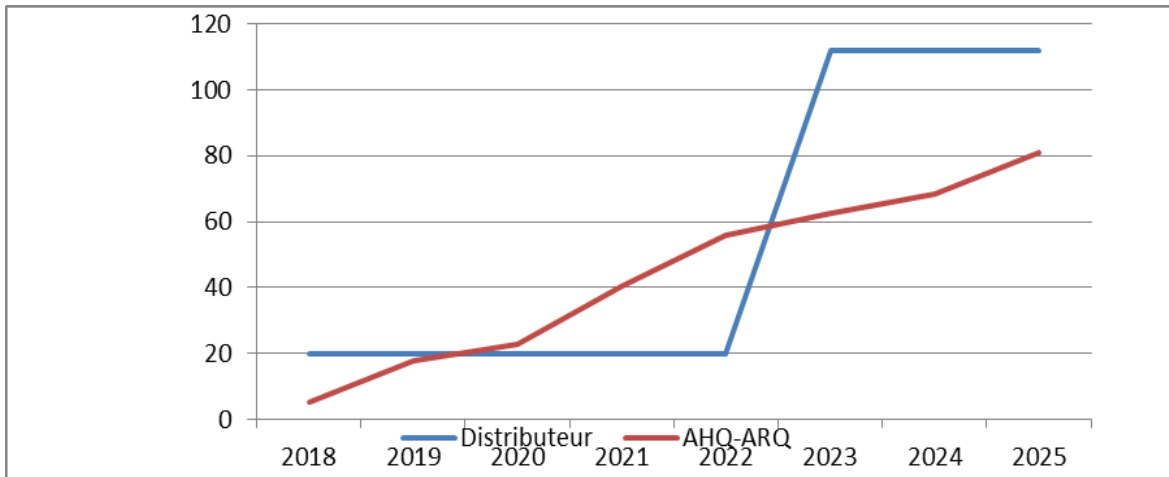
	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
1. Puissance additionnelle requise (MW)	150	250	300	700	1000	1250	1500	2100
2. Contribution des marchés de court terme (MW)	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
3. Puissance additionnelle requise en sus des marchés de CT (MW)	-950	-850	-800	-400	-100	150	400	1000
4. Coût évité de court terme (\$/kW-hiver constants)	5	5	5	5	5	5	5	5
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)	630	720	820	920	1590	1650	1690	1810
8. Nombre d'écarts-types de la ligne 3		-1,18	-0,98	-0,43	-0,06	0,09	0,24	0,55
9. Probabilité de signal de long terme	0,0%	11,9%	16,5%	33,2%	47,5%	53,6%	59,4%	71,0%
10. Probabilité de signal de court terme	100,0%	88,1%	83,5%	66,8%	52,5%	46,4%	40,6%	29,0%
11. Coût évité probabiliste proposé par l'AHQ-ARQ (\$/kW-hiver)	5,00	17,72	22,62	40,51	55,82	62,38	68,51	80,94
(1) Tableau 7.								
(2) B-0015, HQD-4, document 3, p. 10.								
(3) = (1) - (2)								
(4) Recommandation de l'AHQ-ARQ.								
(5) et (6) B-0015, HQD-4, document 3, p. 10.								
(7) État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, p. 10, tab. 5; et R-3986-2016, B-0008, HQD-1, document 2.2, p. 34, tab. 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 terme¹⁰¹. 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.

¹⁰¹ R-4041-2018, 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.