

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

R-4110-2019 : HQD – Plan d'approvisionnement

Demande de renseignements n° 1 du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») au Distributeur

A. Réseau Intégré — Prévision de la demande

1. Références : (i) B-0007, (ii) B-0009, (iii) B-0024, page p. 17 (R7.2)

Préambule:

Pour plusieurs raisons, la prévision de la demande du Distributeur ne donne pas, de l'avis du RNCREQ, une vision juste de l'avenir. Ces raisons sont, d'une part, l'approche utilisée pour décrire l'évolution de la demande sur l'horizon 2029 et, d'autre part, le fait que certains éléments importants aient changés depuis la publication du document.

L'approche utilisée par le Distributeur pour décrire les grandes tendances prévues pour les dix prochaines années est de comparer la situation en 2029 avec celle en 2019 et de fournir des explications pour les différences. Or, cette approche peut créer des effets trompeurs pour deux raisons.

D'abord, il y a le fait que l'année de départ (2019) fait partie des années où la demande était exceptionnellement basse en raison du conflit de travail chez ABI. Cet effet est bien illustré à la Figure 1.3 (page 11), où on constate une réduction de la demande d'environ cinq (5) TWh dû au conflit ABI. Or, si le point de départ est abaissé, la croissance entre ce point et le point final (2029) est nécessairement exagérée. En annualisant l'écart entre la demande en 2019 et celle en 2029, comme fait le tableau encadré à la Figure 1.3, l'effet inévitable est d'exagérer la croissance annuelle réelle prévue pour la prochaine décennie.

La deuxième raison pour cet effet trompeur est d'ignorer les événements qui auront lieu entre 2019 et 2029. Dans un contexte où la demande croîtrait à un rythme constant, cet effet ne serait pas important. Toutefois, en réalité, ce n'est pas le cas. La consommation d'électricité pour l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs est sensé augmenter sensiblement entre 2020 et 2023, pour ensuite redescendre. L'approche de simplement comparer la demande en 2019 et 2029 fait totalement abstraction de ce phénomène.

En plus de ces faits, la conjoncture actuelle a beaucoup changé depuis la publication du Plan en novembre 2019. Deux changements en particulier sautent aux yeux:

- 1) Le fait que l'appel de propositions pour l'usage cryptographique A/P 2019-01 n'a produit que 60 MW en contrats, comparé aux 300 MW prévus au départ (réf. (iii)).
- 2) L'arrivée de la pandémie COVID-19 qui aura sans doute des effets économiques importants, du moins à court terme.

Chacun de ces deux faits pourrait modifier la prévision des besoins en énergie et en puissance de manière substantielle. Devant ces deux faits imprévus, une mise à jour de la prévision est requise.

Les prochaines demandes invitent le Distributeur d'une part à faire des mises à jour sur sa prévision, et, d'autre part, de modifier sa présentation afin d'éviter les effets trompeurs mentionnés ci-dessus. Notamment, afin d'éviter les effets trompeurs en relation à la reprise après le conflit ABI, nous suggérons de faire des comparaisons sur la base de la demande en 2020 plutôt qu'en 2019. Une autre solution serait de les faire sur la base des données de 2019 corrigées afin d'éliminer l'effet du conflit de travail ABI.

Demandes :

- 1.1. Est-ce que le Distributeur partage les points de vue exprimés en préambule? Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne partage pas les points de vue de l'intervenant exprimés en**
2 **préambule.**

3 **Dans son processus, le Distributeur tient compte du contexte économique et**
4 **social en vigueur au moment où il effectue sa prévision. À ce titre, le**
5 **Distributeur ne peut omettre des événements tels le conflit de travail chez ABI**
6 **dans sa prévision. Bien que le calcul subséquent de la croissance soit influencé**
7 **par de tels événements, le Distributeur précise, dans sa preuve, quelle aurait**
8 **été la croissance après avoir retiré l'effet du conflit de travail chez ABI (voir**
9 **section 1.2 de la pièce HQD-2, document 2 [B-0007]).**

10 **Pour ce qui est de la deuxième raison du préambule voulant que l'approche du**
11 **Distributeur a pour effet d'ignorer les événements qui auront lieu entre 2019 et**
12 **2029, le Distributeur tient à rappeler qu'il met en relief et explique dans la**
13 **section 2.3 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007) les écarts observés et**
14 **présente les hypothèses qui sous-tendent son positionnement.**

15 **En ce qui a trait au résultat de l'A/P 2019-01 associé aux chaînes de blocs, le**
16 **Distributeur a traité, dans ses réponses aux questions de la demande de**
17 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024),**
18 **l'impact des 60 MW sur la prévision des besoins en puissance.**

19 **Pour ce qui est de l'impact de la COVID-19, le Distributeur est d'avis qu'il s'agit**
20 **d'un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la**
21 **période couverte par le Plan. Après quoi, le Distributeur anticipe que les ventes**
22 **reviendraient près du niveau de la prévision au dossier. D'autre part, le**
23 **Distributeur juge que ce type d'événement est couvert par le biais de ses**
24 **scénarios d'encadrement. Par conséquent, le Distributeur ne voit pas le besoin,**
25 **à ce moment-ci, d'effectuer une mise à jour de sa prévision. Voir également la**
26 **réponse à la question 1.1 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**
27 **Néanmoins, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la situation et sera**
28 **en mesure de statuer sur les paramètres de la reprise plus tard cette année. A**
29 **priori, il estime que sa prévision des besoins et les stratégies**

1 d'approvisionnement qui en découlent, telles que définies dans le Plan, sont
2 encore valides.

3 Enfin, le Distributeur travaille à quantifier l'impact de la COVID-19 sur les ventes
4 d'électricité et compte intégrer ses constats dans la mise à jour de sa prévision
5 produite pour l'État d'avancement 2020.

1.2. Le Distributeur est-il d'avis que la pandémie de la COVID-19 aura un effet sur le Contexte économique général tel que décrit à la section 1.1 de la référence (i)? Si oui, veuillez décrire dans quelle mesure.

Réponse :

6 Voir la réponse à la question 1.1.

1.3. Veuillez présenter une mise à jour de la prévision de la demande qui tient compte a) de la pandémie de la COVID-19, et b) des résultats de l'A/P 2019-01.

1.3.1. Dans cette mise à jour, veuillez inclure des mises à jour des tableaux et figures suivantes. Veuillez utiliser comme point de départ soit les données de l'année 2020, soit celles de l'année 2019 corrigées afin d'éliminer l'effet du conflit de travail ABI.

- Figure 1.3 ;
- Figure 1.4 ;
- Figure 1.5 ;
- Figure 1.6 ;
- Figure 1.7 ;
- Tableau 2.1 ;
- Figure 2.1 ;
- Figure 2.2 ;
- Figure 2.3 ;
- Tableau 2.3 ;
- Tableau 2.4 ;
- Tableau 3.4 ;
- Tableau 3.10 ;
- Tableau 3.19 ;
- Tableau 3.20 ;
- Tableau 3.22 ;
- Tableau 3.23 ;

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 1.1.

1.3.2. Veuillez également mettre à jour les sections suivantes de B-0007:

- Section 1.1;
- Section 1.2;

- Section 1.3;
- Section 2.1; et
- Section 2.2.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

2

1.3.3. Veuillez également mettre à jour la Section 3 de B-0009 (p. 15 à 22), incluant les tableaux 3.1 et 3.2, ainsi que les figures 8.2 à 8.8, inclusivement.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.1.**

2. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 11 (Figure 1.3) et 24 (Tableau 2.1)

Préambule :

La Figure 1.3 présente les Ventes régulières du Québec, avec et sans l'effet du conflit à l'aluminerie de Bécancour (ABI).

Demandes :

2.1. Veuillez confirmer que la ligne pointillée en bleu foncé de la Figure 1.3 (« Ventes prévues ») illustre la dernière ligne du Tableau 2.1 (« VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC »). Sinon, veuillez fournir les données de la Figure 1.3 en forme tabulaire (format Excel).

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme.**

2.2. Veuillez fournir en format Excel les données illustrées par la ligne pointillée bleu pâle (« Ventes prévues sans effet conflit ABI ») de la Fig. 1.3.

Réponse :

5 **Les données des ventes prévues avec et sans l'effet du conflit de travail chez**
6 **ABI se trouvent au fichier Excel HQD-05-07_R-2.2.xlsx.**

3. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 12

Citation :

« *Croissance de base*

Parmi les plus importants facteurs expliquant la croissance de base des différents secteurs se retrouvent la croissance des abonnements, la conjoncture économique et l'augmentation du taux de diffusion des équipements, tant au secteur résidentiel qu'au secteur commercial (+12

TWh). Cette croissance est atténuée principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, mais aussi, dans une moindre mesure, par l'impact des changements climatiques.

Comme mentionné ci-dessus, l'efficacité énergétique des équipements est prise en compte dans la prévision au moyen des informations portant sur l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournies au Distributeur par l'*Energy Forecasting Group*, des interventions en efficacité énergétique du Distributeur, mais aussi des divers programmes développés par Transition énergétique Québec. Ainsi, l'ensemble de ces éléments contribue à réduire les ventes résidentielles et commerciales de près de 6 TWh sur l'horizon du Plan. » (nos soulignés)

Préambule :

Selon la Figure 1.4, la Croissance de base compte pour 7,8 TWh (3,2+2,7+1,9) de l'évolution des ventes pour la période 2019-2029.

Demandes :

3.1. En tenant compte de la mise à jour fournie en réponse à la Demande 1, veuillez préciser les réductions à la croissance de base pour la période 2019-2029 dues :

- à l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournie au Distributeur par l'*Energy Forecasting Group*;
- aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur;
- aux divers programmes développés par Transition énergétique Québec; et
- aux effets des changements climatiques.

Réponse :

1 **Pour les raisons invoquées à la réponse à la question 1.1, le Distributeur fournit**
2 **l'information demandée qui a servi à l'établissement du scénario de référence**
3 **du Plan.**

4 **Pour ce qui est de l'efficacité énergétique, le Distributeur réitère qu'il ne peut**
5 **pas faire de distinction entre l'information fournie par l'*Energy Forecasting***
6 ***Group*, les interventions du Distributeur et les programmes de Transition**
7 **énergétique Québec. À ce sujet, voir la réponse à la question 13.2 de la**
8 **demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1**
9 **(B-0024).**

10 **Quant aux effets des changements climatiques, voir la réponse à la**
11 **question 10.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

3.2. En tenant compte de la mise à jour fournie en réponse à la Demande 1, veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque année entre 2019 et 2029, pour le secteur résidentiel :

- La croissance de base « brute » ;
- Les réductions à cette croissance de base « brute » dues :
 - à l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournie au Distributeur par l'*Energy Forecasting Group*;
 - aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur;
 - aux divers programmes développés par Transition énergétique Québec; et
 - aux effets des changements climatiques.

Réponse :

- 1 **Voir les réponses aux questions 1.1 et 3.1.**
- 2 **Le tableau R-3.2 donne la répartition de la croissance annuelle telle qu'elle est**
- 3 **illustrée à la figure 2.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).**

TABLEAU R-3.2 :
RÉPARTITION DE LA CROISSANCE ANNUELLE AU SECTEUR RÉSIDENTIEL (GWh)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nouveaux abonnements	525	521	451	418	409	397	393	385	375	363
Taux de diffusion du chauffage des locaux	109	112	112	112	110	106	101	95	88	79
Variables économiques, taux de diffusions et autres	602	21	280	252	534	-82	328	213	511	-114
Véhicules électriques	80	91	102	121	152	169	202	186	189	199
Efficacité énergétique	-587	-512	-455	-418	-384	-350	-321	-295	-271	-251
Réchauffement climatique	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70
Photovoltaïque	-60	-46	-57	-66	-76	-88	-102	-118	-136	-158

3.3. Veuillez fournir un tableau présentant les mêmes informations pour le secteur commercial.

Réponse :

- 4 **Voir les réponses aux questions 1.1 et 3.1.**
- 5 **Le tableau R-3.3 donne la répartition de la croissance annuelle telle qu'elle est**
- 6 **illustrée à la figure 2.2 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).**

TABLEAU R-3.3 :
RÉPARTITION DE LA CROISSANCE ANNUELLE AU SECTEUR COMMERCIAL (GWh)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de diffusion du chauffage des locaux	84	64	41	36	35	34	33	32	31	31
Variables économiques, taux de diffusions et autres	685	334	434	431	563	265	414	379	514	210
Électrification des transports	16	119	208	118	47	51	62	63	67	68
Développement de marché	1039	2896	1746	486	268	-137	-1852	-897	167	19
Efficacité énergétique	-236	-232	-184	-177	-171	-165	-157	-147	-140	-134
Réchauffement climatique	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Photovoltaïque	-32	-20	-23	-25	-28	-30	-33	-37	-49	-70

4. Référence : B-0024, page 24, Réponse 8.3

Préambule :

La réponse fait référence au sondage *Utilisation de l’électricité dans le marché résidentiel – Édition 2018*.

Demande :

4.1 Veuillez fournir une copie du sondage *Utilisation de l’électricité dans le marché résidentiel – Édition 2018*.

Réponse :

1 **Considérant la nature confidentielle des informations dans le rapport *Utilisation***
2 ***de l’électricité dans le marché résidentiel – Édition 2018*, le Distributeur ne peut**
3 **divulguer ce document sans une entente de confidentialité avec l’intervenant.**

5. Références : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 12 (Fig. 1.4), 13, 24 (Tableau 2.1) et 27,
(ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, page 17 (Réponse 7.1)

Citation :

(i) Réf. (i), Page 13
« Développement de marchés

- Chaînes de blocs : La prévision des ventes en lien avec l’usage cryptographique associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l’appel de propositions A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

Tout au long de la période couverte par le Plan, le Distributeur anticipe une baisse de l’intensité énergétique dans ce secteur découlant de l’amélioration

des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage ». D'autres facteurs, tels que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin ou la baisse d'intérêt à « miner » le Bitcoin en raison d'un plafonnement de son offre, pourraient aussi contribuer à exercer une pression à la baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan. » (nos soulignés)

(ii) Réf. (i), Page 27

« La prise en compte de la baisse anticipée de l'intensité énergétique et la possible émergence d'autres cryptomonnaies dans le secteur des chaînes de blocs expliquent la faible croissance de ce secteur à l'horizon 2029. »

(iii) Réf. (ii)

« 7.1 Veuillez expliquer la raison pour laquelle le Distributeur présume que la réduction de l'intensité énergétique des équipements informatiques entraînera une forte baisse des ventes d'électricité, soit de plus de 50 % de 2024 à 2026 et de 73 % de 2024 à 2027 (références (i) et (ii)) et que cette réduction ne sera pas compensée par l'augmentation du parc d'équipements informatiques des clients exploitant le bloc d'énergie dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Réponse :

Le positionnement du Distributeur prend en compte plusieurs éléments, notamment la baisse de l'intensité énergétique des équipements, le plafonnement programmé de l'offre, l'attrition du nombre de clients pour ce secteur ainsi que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique.

De surcroît, les récents résultats de l'appel de propositions ont permis de constater l'engouement mitigé pour les chaînes de blocs, ce qui vient soutenir le positionnement adopté dans le Plan. »

Demandes :

5.1 Veuillez préciser dans quelle(s) ligne(s) du Tableau 2.1 se trouvent les ventes dues au Développement de marchés (chaînes de blocs, centres de données, serres) et de l'électrification des transports.

5.1.1 Veuillez reproduire le Tableau 2.1 en ventilant chacun de ces éléments dans une ligne distincte.

Réponse :

1 **Le tableau R-5.1 présente la mise à jour du tableau 2.1 avec la ventilation des**
2 **ventes associées au Développement de marchés.**

TABLEAU R-5.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
Dont:											
<i>Véhicules électriques</i>	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,4	1,6
Commercial	44,4	45,9	49,1	51,2	52,1	52,8	52,8	51,2	50,6	51,1	51,2
Dont:											
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
<i>Centres de données</i>	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1
<i>Chaînes de blocs</i>	0,8	1,5	3,1	3,7	3,7	3,5	3,0	1,6	1,1	1,1	1,1
<i>Serres</i>	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
<i>Véhicules électriques</i>	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
<i>Autobus électriques</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Réseau express métropolitain</i>	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
<i>Chaînes de blocs</i>	0,2	0,3	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9	0,3	0,3	0,3
Industriel	59,9	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4	62,2	62,2	61,8
Dont:											
<i>Industriel PME</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
<i>Industriel grandes entreprises</i>	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
<i>Alumineries</i>	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
<i>Pâtes et papiers</i>	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
<i>Pétrole et chimie</i>	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8

Notes:

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

5.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que les ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs atteindront leur apogée en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

Réponse :

1 **La croissance des ventes associées à l'usage cryptographique appliquée aux**
2 **chaînes de blocs entre 2019 et 2023 repose sur des hypothèses de croissance**
3 **du nombre de raccordements et de la taille des charges liées.**

4 **Pour les raisons énoncées dans la réponse à la question 7.1 de la demande de**
5 **renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), le**
6 **Distributeur est d'avis que les ventes en lien avec les chaînes de blocs vont**
7 **diminuer après 2023.**

5.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin et/ou une baisse de l'intensité énergétique découlant de l'amélioration des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage » amènerait un client ayant un contrat l'autorisant à utiliser une certaine quantité d'électricité pour l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs à réduire sa consommation, plutôt qu'à augmenter sa production.

Réponse :

1 **En sus des raisons énoncées dans la réponse à la question 7.1 de la demande**
 2 **de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), le**
 3 **Distributeur croit que d'autres facteurs pourraient influencer un client à ne pas**
 4 **augmenter sa production, notamment le besoin d'augmenter les capacités de**
 5 **son parc d'équipements informatiques et les coûts y afférents ou la baisse**
 6 **programmée de la récompense pour l'ajout d'un bloc supplémentaire à la**
 7 **chaîne de blocs existante. À ce titre, le Distributeur ne peut spéculer sur les**
 8 **motivations d'un client ayant l'autorisation d'utiliser un bloc de puissance à**
 9 **maintenir ou augmenter sa production.**

6. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 38, Tableau 2.8

Préambule :

Le Tableau 2.8 indique les écarts des ventes annuelles de Développement de marchés, de Technologies émergentes et de Croissance de base, par catégorie, par rapport au Plan antérieur, mais il n'y a pas de tableau indiquant les ventes totales prévues pour chacune de ces catégories dans le présent Plan.

Demande :

6.1 Veuillez fournir un tableau indiquant les ventes annuelles pour chacune des catégories au Tableau 2.8, et ce, pour chaque année du Plan.

Réponse :

10 **Le tableau R-6.1 présente les ventes historiques et prévisionnelles ventilées**
 11 **selon les principales composantes, soit la croissance de base, les technologies**
 12 **émergentes et le développement de marchés.**

**TABLEAU R-6.1 :
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC HISTORIQUES ET PRÉVISIONNELLES**

<i>En TWh</i>	2016	2017	2018	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Développements de marchés											
<i>Chaînes de blocs</i>	0,1	0,1	0,6	1,0	1,7	4,2	5,4	5,4	5,2	4,7	2,5
<i>Centre de données</i>	0,3	0,4	0,6	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7
<i>Serres</i>	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2
Technologies émergentes											
<i>Électrification des transports</i>	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5	1,7
<i>Photovoltaïque</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7
Croissance de base											
<i>Industriel</i>	62,3	62,3	58,9	59,9	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4
<i>Aluminerie</i>	22,1	21,9	18,2	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0
<i>Pâtes et papier</i>	12,8	12,6	12,5	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3
<i>Autres industriel</i>	27,4	27,8	28,1	28,8	28,6	28,7	28,8	28,9	29,0	29,0	29,1
<i>Résidentiel</i>	65,2	65,7	66,5	66,9	67,5	67,6	67,9	68,2	68,8	68,8	69,1
<i>Commercial</i>	41,4	41,5	42,2	42,4	42,9	43,1	43,3	43,6	44,0	44,1	44,4
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	169,4	170,3	169,0	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3

Notes:

¹ Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2019 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

1

7. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 24 (Tableau 2.1) et 27

Citation (p. 27):

« Parmi les facteurs de croissance, la prévision intègre une forte contribution des efforts de développement de marchés (+3,7 TWh), soit :

- +2,5 TWh pour les centres de données ;
- +0,3 TWh pour les chaînes de blocs ;
- +0,9 TWh pour les serres. »

Préambule :

Le Tableau 2.1 indique que des 6.8 TWh de croissance prévue pour le secteur commercial entre 2019 et 2029, 100% de cette croissance aura lieu entre 2019 et 2022, dont 5.2 TWh pour le C-I et de 1,6 TWh dans les Réseaux municipaux et Éclairage public.

Demandes :

7.1 Veuillez justifier en détail la prévision d'une croissance de 5.2 TWh pour le C-I et de 1,6 TWh dans les Réseaux municipaux et Éclairage public entre 2019 et 2022.

Réponse :

2

Voir les réponses aux questions 5.1 et 5.2.

7.2 Veuillez présenter votre prévision des ventes aux secteurs a) commercial et institutionnel et b) Réseaux municipaux et Éclairage public (Tableau 2.1) en isolant les ventes dues aux usages cryptographiques associés aux chaînes de bloc dans chacune des deux catégories.

Réponse :

3

Le tableau R-7.2 présente la ventilation des ventes du secteur commercial en isolant celles associées aux chaînes de blocs.

4

TABLEAU R-7.2 :
PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR COMMERCIAL

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Commercial	44,4	45,9	49,1	51,2	52,1	52,8	52,8	51,2	50,6	51,1	51,2
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
<i>Chaînes de blocs</i>	0,8	1,5	3,1	3,7	3,7	3,5	3,0	1,6	1,1	1,1	1,1
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
<i>Chaînes de blocs</i>	0,2	0,3	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9	0,3	0,3	0,3

Notes:

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

7.3 Est-ce que les prévisions mentionnées en préambule tiennent compte des résultats de l'A/P 2019-01? Sinon, veuillez faire les ajustements nécessaires au Tableau 2.1.

Réponse :

1 **Le tableau R-7.3 présente une mise à jour du tableau 2.1 prenant en compte les**
 2 **résultats de l'A/P 2019-01. Ce tableau est conforme à ce qui a été soumis en**
 3 **réponse à la question 7.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à**
 4 **la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

**TABLEAU R-7.3 :
MISE À JOUR DE LA PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
Commercial	44,2	45,9	47,7	49,3	50,2	50,8	51,0	50,7	50,3	50,8	50,9
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	38,9	40,3	41,3	42,3	43,1	43,8	43,9	44,3	44,6	45,1	45,2
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,3	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
Industriel	59,5	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4	62,2	62,2	61,8
<i>Dont:</i>											
<i>Industriel PME</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
<i>Industrielles grandes entreprises</i>	50,9	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
<i>Alumineries</i>	18,5	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
<i>Pâtes et papiers</i>	12,2	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
<i>Pétrole et chimie</i>	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
<i>Autres industrielles grandes entreprises</i>	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	170,8	177,1	179,3	181,2	182,3	183,6	183,5	182,8	182,6	183,8	183,6

Notes:
¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

7.4 Est-ce que le Distributeur a une estimation du prix du Bitcoin en bas duquel la production au Québec ne serait plus rentable? Le cas échéant, veuillez l'indiquer.

Réponse :

5 **Le Distributeur n'a pas d'estimation du prix du Bitcoin sous lequel les activités**
 6 **de minage au Québec ne seraient plus rentables. Néanmoins, la compagnie**
 7 **Bitfarms rapporte, dans sa dernière présentation aux investisseurs, un seuil de**
 8 **rentabilité de 3 500 \$US/Bitcoin pour ses activités pour la période de juillet à**
 9 **septembre 2019¹.**

7.5 Étant donné la récente chute du prix du Bitcoin (autour de \$9 000 au moment du dépôt de la Demande par rapport à plus que 16 000 \$ en juin 2019), est-ce que le Distributeur maintient la prévision présentée au Tableau 2.1? Sinon, veuillez faire les mises à jour appropriées

Réponse :

10 **Le Distributeur ne tient pas compte des variations courantes du prix du Bitcoin**
 11 **dans sa prévision. Ce marché présente trop de volatilité pour que ces variations**
 12 **aient une valeur dans une prévision à long terme. Voir aussi la réponse à la**
 13 **question 5.2. De surcroît, le Distributeur présente, dans sa réponse à la**

¹ <https://www.bitfarms.com/investors/#presentation-and-events>

1 question 7.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce
 2 HQD-5, document 1 (B-0024), le bilan de puissance révisé en fonction de
 3 l’A/P 2019-01 et note que cette mise à jour ne change en rien sa stratégie
 4 d’approvisionnement de long terme.

8. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 14 et 23

Citation 1 (p. 14) :

« Production photovoltaïque distribuée »

- L’accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels et commerciaux entraînera une baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l’horizon 2029. À l’horizon du Plan, le Distributeur estime que 70 % de la production photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes commerciaux. »

Demands :

8.1 Veuillez détailler la prévision de production photovoltaïque a) résidentielle et b) commerciale pour chaque année entre 2020 et 2029, en MW et en MWh, qui sous-tend la baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l’horizon 2029.

Réponse :

5 **La production photovoltaïque au cours des périodes de pointe hivernale de**
 6 **demande (matinée et soirée) est négligeable et, par conséquent, n’a pas**
 7 **d’impact sur les besoins en puissance du Distributeur. Le tableau R-8.1**
 8 **présente l’information demandée.**

TABLEAU R-8.1 :
PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE PAR SECTEUR (GWH)

ANNÉE	RÉSIDENTIEL	COMMERCIAL	TOTAL
2019	9	15	24
2020	69	47	116
2021	115	67	182
2022	172	90	262
2023	238	115	354
2024	315	143	457
2025	403	173	576
2026	504	206	711
2027	622	243	865
2028	758	292	1050
2029	916	362	1278

8.2 Veuillez préciser si cette prévision présume le maintien des règles existantes gouvernant la production photovoltaïque (mesurage net), ou si elle présume une modification quelconque.

8.2.1 Si une modification est présumée, veuillez en préciser la nature et l'année à laquelle elle devrait entrer en vigueur, ainsi que la procédure qu'envisage le Distributeur pour l'effectuer.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

Préambule :

Lors des dossiers tarifaires R-4011-2017 et R-4057-2018, le Distributeur a proposé de modifier le régime de mesurage net en réseau intégré de manière à réduire la compensation des kWh injectés à 2,96 cents/kWh². Il justifiait cette proposition en affirmant qu'elle « permettrait d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau du Distributeur une valeur économique reflétant le coût évité en énergie, incluant les pertes ».³ En audience dans le dossier R-4011-2017, il a évoqué le risque d'une croissance rapide de la demande au Québec en autoproduction, les dangers de tomber dans une spirale et l'importance de préserver les volumes d'électricité et la fiabilité du réseau⁴. En entrevue avec le *Journal de Québec* en janvier 2018, le PDG d'Hydro-Québec a parlé d'une « spirale de la mort » dû à l'autoproduction solaire⁵.

Citation 2 (p. 23) :

« De façon particulière, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la production photovoltaïque distribuée et de l'électrification des transports afin d'établir un positionnement sur leurs impacts dans le contexte québécois. »

Demande :

8.3 Est-ce que le point de vue du Distributeur à l'égard des implications de l'autoproduction solaire a changé depuis les énoncés mentionnés en préambule? Le cas échéant, veuillez expliquer l'évolution de ce point de vue, en précisant quand ce changement a eu lieu, et les raisons qui l'ont motivé.

Réponse :

3 **Le Distributeur soutient que son point de vue à l'égard de la production**
4 **photovoltaïque, présenté dans le Plan, s'appuie sur de nombreuses sources. À**
5 **ce titre, le Distributeur invite l'intervenant à consulter la réponse à la**
6 **question 3.1 de l'UC à la pièce HQD-5, document 11 qui décrit les références et**

² R-4057-2018, [HQD-13, document 1](#), p. 32-33.

³ Ibid., p. 32, lignes 14-15.

⁴ R-4011-2017, [NS du 5 décembre 2018](#), p. 237 à 244.

⁵ <https://www.journaldequebec.com/2018/01/09/hydro-pourrait-se-lancer-dans-les-maisons-intelligentes>

1 hypothèses sous-jacentes à son positionnement. Aussi, voir les réponses aux
2 questions 9.1 à 9.3.

3 De surcroît, le Distributeur considère qu'un scénario où l'adoption des
4 systèmes photovoltaïque serait plus rapide est couvert dans ses fourchettes
5 d'encadrement.

9. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, page 53, R11.1 et 11.2

Citation :

« R11.1.1 : Le Distributeur confirme que plus de la moitié de l'accroissement de la diffusion prévue des systèmes photovoltaïques distribués se produira entre 2026 et 2029.

R11.2 : En date du 31 décembre 2019, 714 clients étaient inscrits à l'option I de mesurage net. L'impact de ces clients sur les ventes annuelles du Distributeur est d'environ 5 GWh. »

Demandes :

9.1 Veuillez élaborer sur les raisons qui amènent le Distributeur à prévoir un accroissement significatif de la diffusion des systèmes photovoltaïques distribués après 2026, et pas avant.

Réponse :

6 **Le Distributeur prévoit que la baisse du coût des systèmes photovoltaïques**
7 **rendra l'énergie ainsi produite plus compétitive dans la deuxième moitié de la**
8 **période du Plan, entraînant par conséquent une accélération de la diffusion des**
9 **systèmes.**

10 **Aussi, voir la réponse à la question 3.1 de l'UC à la pièce HQD-5, document 11**
11 **pour la description des références et hypothèses sous-jacentes au**
12 **positionnement du Distributeur.**

9.2 Quelle est l'hypothèse du Distributeur à l'égard de la réduction de coût d'un système photovoltaïque d'ici 2026 (en dollars courants ou constants)?

Réponse :

13 **Le Distributeur prend comme hypothèse que les coûts d'installation réels des**
14 **systèmes photovoltaïques sera réduit de 33 % d'ici 2026.**

9.3 Quelle est l'hypothèse du Distributeur à l'égard de l'augmentation du prix d'électricité au Québec d'ici 2026 (en dollars courants ou constants)?

Réponse :

15 **Le Distributeur suppose que le prix de l'électricité augmentera au taux**
16 **d'inflation.**

10. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 15

Citation :

« La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision des besoins en énergie. Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance. » (nos soulignés)

Préambule :

Lors du dossier R-4045-2018, le Distributeur avait affirmé que « le bloc de 500 MW n'a pas d'impact sur le bilan en puissance dès lors que les clients s'effacent à la pointe pour les heures les plus critiques de l'hiver »⁶.

Demandes :

- 10.1 Veuillez confirmer que, pour les fins de la préparation du Plan d'approvisionnement, le Distributeur a choisi d'inclure aux besoins la puissance totale dédiée à l'usage cryptographique associé aux chaînes de bloc, et de traiter l'effacement obligatoire comme un moyen de gestion.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il a choisi d'inscrire la contribution en puissance**
2 **des moyens qui sont sous son contrôle comme moyen de gestion, plutôt qu'en**
3 **réduction directe de la prévision des besoins. La charge avant effacement est**
4 **ainsi intégrée dans la prévision des besoins, ce qui est le cas pour l'effacement**
5 **de la puissance dédiée pour les chaînes de blocs.**

6 **Cette façon de faire, qui n'a pas d'impact sur le bilan de puissance, permet, s'il**
7 **y a lieu, d'intégrer de façon plus adéquate la contribution en énergie des**
8 **moyens dans le bilan d'énergie. En effet, la contribution en énergie de ces**
9 **moyens peut alors être établie en tenant compte de l'état de l'équilibre offre-**
10 **demande, donc en considérant à la fois les besoins à combler et l'ensemble des**
11 **approvisionnements disponibles.**

- 10.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a choisi l'approche décrite en réponse à la Demande précédente, plutôt que d'inscrire aux besoins la puissance dédiée à l'usage cryptographique associé aux chaînes de bloc, nette de l'effacement obligatoire.

Réponse :

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

⁶ R-4045-2018, B-0027, p. 17, réponse 5.6.

11. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 17 (Figure 1.8) et 57 (Tableau 3.22)

Préambule :

La Figure 1.8 présente les fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande à conditions climatiques normales (besoins en énergie). Les fourchettes semblent s'élargir sensiblement à partir de l'année 2025.

Le Tableau 3.22 présente la prévision des besoins en énergie pour les scénarios faible et fort.

Demandes :

11.1 Veuillez préciser les limites supérieures et inférieures de la fourchette à a) 80% et b) 95% de probabilité, pour l'année 2029, selon la Figure 1.8.

Réponse :

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

11.2 Veuillez fournir un tableau, en format Excel, présentant les données illustrées à la Figure 1.8.

Réponse :

2 **Le tableau R-11.2 présente les données illustrées à la figure 1.8 de la pièce**
3 **HQD-2, document 2 (B-0007). Ces données se trouvent également au fichier**
4 **Excel HQD-05-07_R-11.2.xlsx.**

**TABLEAU R-11.2 :
FOURCHETTE D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (TWh)**

Année	Besoins historiques normalisés	Besoins prévisionnels	Fourchette d'encadrement (80%)		Fourchette d'encadrement (95%)	
			10%	90%	2,5%	97,5%
2010	184,7					
2011	184,6					
2012	184,5					
2013	185,6					
2014	184,0					
2015	181,1					
2016	182,2					
2017	183,1					
2018	181,6					
2019	183,7	183,7	182,6	184,8	182,0	185,3
2020		190,6	186,7	194,4	184,7	196,4
2021		194,3	189,7	199,0	187,3	201,3
2022		197,0	191,7	202,3	189,1	205,0
2023		198,2	192,5	203,8	189,6	206,7
2024		199,6	193,7	205,6	190,6	208,6
2025		199,3	193,0	205,6	189,9	208,7
2026		197,4	188,9	205,9	184,6	210,2
2027		196,8	187,3	206,3	182,5	211,1
2028		198,2	188,0	208,3	182,8	213,5
2029		197,9	187,5	208,3	182,2	213,6

11.3 Veuillez expliquer pourquoi les fourchettes d'encadrement deviennent soudainement plus larges à partir de 2025.

Réponse :

1 **Certains éléments pris en considération dans l'établissement de l'aléa de la**
 2 **demande présentent un accroissement significatif de leur incertitude à partir de**
 3 **2025. C'est le cas notamment de la production solaire distribuée, de la**
 4 **consommation associée aux grands consommateurs et de celle associée aux**
 5 **chaînes de blocs.**

11.4 Veuillez confirmer que les scénarios fort et faible, selon le Tableau 3.22, correspondent respectivement aux limites supérieure et inférieure de la fourchette de 80%. Sinon, veuillez préciser la relation entre le Tableau 3.22 et la Figure 1.8.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les scénarios fort et faible, présentés au**
2 **tableau 3.22 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007), correspondent**
3 **respectivement aux limites supérieure et inférieure de la fourchette de 80 %.**

11.5 Veuillez expliquer en détail comment ces fourchettes d'encadrement sont utilisées par le Distributeur dans sa planification.

Réponse :

4 **Dans le cadre du Plan, le Distributeur doit présenter la planification des**
5 **approvisionnements requis pour satisfaire les besoins en énergie selon le**
6 **scénario moyen de la prévision. Il doit également démontrer le respect du**
7 **critère de fiabilité en énergie, lequel est établi à partir d'un scénario des besoins**
8 **qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen (voir à cet effet la**
9 **section 4.1 de la pièce HQD-2, document 3 [B-0009]).**

10 **Le Distributeur ne dépose toutefois pas de stratégies ni de bilans pour répondre**
11 **aux scénarios correspondants à ces fourchettes d'encadrement. Toutefois, il**
12 **en évalue les risques et présente, à cet effet, les moyens dont il dispose pour**
13 **faire face à des variations de la demande en énergie et en puissance (voir la**
14 **section 5.1 de la même pièce).**

11.6 Est-ce que le Distributeur a des stratégies pour répondre à des scénarios aux limites supérieures des fourchettes d'encadrement a) de 80% et b) de 95%? Veuillez les présenter en détail.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 11.5.**

12. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 35 (Figure 2.6) et 58 (Tableau 3.23)

Préambule :

La Figure 2.6 présente les fourchettes d'encadrement de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Le Tableau 3.23 présente la prévision des besoins en puissance pour les scénarios faible et fort.

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer que les scénarios fort et faible, selon le Tableau 3.23, correspondent respectivement aux limites supérieure et inférieure de la fourchette de 80%. Sinon, veuillez préciser la relation entre le Tableau 3.23 et la Figure 2.6.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les scénarios fort et faible, présentés au**
2 **tableau 3.23 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007), correspondent**
3 **respectivement aux limites supérieure et inférieure de la fourchette de 80 %.**

12.2 Veuillez expliquer en détail comment ces fourchettes d'encadrement sont utilisées par le Distributeur dans sa planification.

Réponse :

4 **Dans les évaluations de fiabilité réalisées par le Distributeur établissant la**
5 **réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC**
6 **(espérance de délestage de 0,1 jour/an), la demande en puissance est**
7 **représentée par sa distribution de probabilité. Les fourchettes d'encadrement**
8 **sont prises en compte dans cette distribution de la demande.**

9 **De plus, la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité, ajoutée aux**
10 **besoins de puissance, est établie à partir de la distribution de la demande. Par**
11 **conséquent, les approvisionnements requis présentés au bilan de puissance**
12 **permettent de répondre aux besoins prévus et de faire face aux aléas de la**
13 **demande.**

14 **Voir également la réponse à la question 11.5.**

12.3 Est-ce que le Distributeur a des stratégies pour répondre à des scénarios aux limites supérieures des fourchettes d'encadrement a) de 80% et b) de 95%? Si oui, veuillez les présenter en détail.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 12.2.**

13. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 23

Citation :

« De par son adhésion à l'*Energy Forecasting Group*, le Distributeur a accès à diverses ressources telles que :

- les intrants aux modèles à usages finaux ;
- des présentations méthodologiques, le partage d'informations sur le contexte énergétique (production photovoltaïque distribuée, véhicules électriques, stockage d'énergie, etc.) et le balisage ;
- l'expertise d'autres distributeurs d'énergie et de firmes spécialisées avec qui échanger sur des aspects méthodologiques. »

Demandes :

R-4110-2019

Original : 2020-05-01

HQD-5, document 7

Page 22 de 91

13.1 Veuillez décrire en détail le *Energy Forecasting Group*. Est-il un consultant, un consortium, ou autre chose? Veuillez indiquer ces principaux membres et/ou ses principaux clients, ainsi que toute autre information pertinente.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.1 de l'AHQ ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

13.2 Veuillez fournir une liste des documents du *Energy Forecasting Group* obtenus par le Distributeur et sur lesquels il s'est appuyé pour la réalisation du présent Plan ou pour établir son positionnement sur les impacts de la production photovoltaïque distribuée et de l'électrification des transports dans le contexte québécois.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 2.2 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

13.3 Est-ce que ces documents sont protégés par un engagement de non-divulgence de la part d'HQD? Le cas échéant, veuillez préciser si HQD a le droit de les fournir a) à son régulateur, et b) à des intervenants moyennant l'exécution d'une entente de non-divulgence.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 2.2 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

Le RNCREQ se réserve le droit de demander la production (sous entente de non-divulgence, si nécessaire) de certains des documents mentionnés à la réponse de la demande 13.2.

14. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 31, Tableau 2.2

Préambule :

Le tableau présente les taux de pertes (en énergie) de transport et de distribution.

Demande :

14.1 Veuillez présenter un tableau similaire au Tableau 2.2 qui présente les taux de pertes en puissance, à la pointe du réseau, de transport et de distribution.

Réponse :

4 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir cette information, car il intègre**
5 **les besoins en énergie à son modèle de puissance pour ainsi obtenir la**
6 **puissance à la pointe d'hiver laquelle intègre des pertes de transport et de**
7 **distribution.**

15. Référence : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 32 (Tableau 2.4) et page 57 (Tableau 3.20)

(ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 19, Tableau R-7.3

Préambule :

Selon le tableau 2.4, les besoins en puissance pour les Chaînes de bloc augmenteront de 100 MW en 2018-19 à 718 MW en 2021-24, pour descendre ensuite à 182 MW en 2026.

Le Bilan de Puissance selon le Tableau R-7.3 diffère à plusieurs égards à celui au Tableau 2.4.

Les Besoins à la pointe au Tableau R-7.3 sont moindres que ceux au Tableau 2.4 de B-0007 (Prévision des besoins en puissance), par des quantités variant de 6 MW en 2018-19 à 258 MW en 2022-23.

Demandes :

15.1 Veuillez confirmer que la réduction des besoins à la pointe entre le Tableau 2.4 et le Tableau R-7.3 représente surtout les résultats de l'A/P 2019-01. S'il y a d'autres facteurs contribuant aux différences entre les besoins à la pointe selon le Tableau 2.4 et le Tableau R-7.3, veuillez les préciser.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les besoins présentés dans le tableau R-7.3 de la**
 2 **demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1**
 3 **(B-0024) incorporent les résultats de l'A/P 2019-01 et qu'aucun autre**
 4 **changement aux autres intrants n'a été apporté.**

15.2 Veuillez fournir une mise à jour du Tableau 2.4 qui est conforme aux Besoins à la pointe indiqués au Tableau R-7.3.

Réponse :

5 **Le tableau R-15.2 présente la prévision des besoins à la pointe d'hiver par**
 6 **usage qui tient compte des résultats de l'A/P 2019-01.**

TABLEAU R-15.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGE

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Usages											
<i>Chauffage des locaux Résidentiel</i>	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913	15 028	15 137	15 239
<i>Chauffage des locaux Commercial</i>	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738	3 749	3 758	3 767
<i>Eau chaude Résidentiel</i>	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055	2 063	2 077	2 075
<i>Industriel</i>	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230	8 195	8 178	8 150
<i>Centres de données</i>	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
<i>Chaînes de blocs</i>	100	183	285	460	460	460	418	371	123	123	123
<i>Serres</i>	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
<i>Véhicules électriques</i>	31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Autres usages</i>	10 230	10 381	10 494	10 574	10 651	10 668	10 741	10 833	10 903	10 931	11 016
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 972	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487

Notes:
 - Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

15.3 Veuillez présenter un tableau qui indique pour chaque année et pour la clientèle d'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs:

- la puissance souscrite,
- l'effacement prévu à la pointe, et
- les besoins nets en puissance.

Réponse :

1 **Le tableau R-15.3 présente les informations demandées pour l'entièreté de la**
 2 **clientèle Chaînes de bloc et tenant compte des résultats de l'A/P 2019-01.**

TABLEAU R-15.3 :
BESOINS PRÉVUS ET EFFACEMENT POUR LA CLIENTÈLE CHAÎNES DE BLOCS

En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Chaînes de blocs										
<i>Besoins à la pointe</i>	183	285	460	460	460	418	371	123	123	123
<i>Effacement</i>	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
Besoins nets à la pointe d'hiver	165	224	398	398	398	375	357	109	109	109

Notes:
 - Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

15.4 Veuillez fournir les mêmes informations pour les clients d'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs des réseaux municipaux.

Réponse :

3 **Le tableau R-15.4 présente les informations demandées en lien avec les besoins**
 4 **et l'effacement de la clientèle Chaînes de blocs en réseaux municipaux.**

TABLEAU R-15.4 :
BESOINS PRÉVUS ET EFFACEMENT POUR LA CLIENTÈLE CHAÎNE DE BLOCS DES
RÉSEAUX MUNICIPAUX

En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Chaînes de blocs										
<i>Besoins à la pointe</i>	35	51	226	226	226	226	210	19	19	19
<i>Effacement</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Besoins nets à la pointe d'hiver	35	51	226	226	226	226	210	19	19	19

Notes:
 - Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

15.5 Veuillez préciser les hypothèses sur lesquelles le Distributeur s'est appuyé pour faire cette prévision, par exemple :

- Si l'obligation d'effacement s'applique aux clients existants du Distributeur et des RM, ou non; et
- Si l'obligation d'effacement prend fin à un certain moment et, le cas échéant, quand.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 7.1 et 7.3 de la demande de renseignements**
2 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), pages 17 et 18 (plus**
3 **spécifiquement les lignes 6 à 17 de la page 18).**

16. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 32, Tableau 2.4

Préambule :

Selon le tableau, la catégorie « Autres usages » compte pour environ 25 % des besoins en puissance.

Demande :

16.1 Veuillez ventiler la ligne « Autres usages » entre les usages les plus importants, soit ceux comptant pour 2 000 MW ou plus en 2018-19, et les « autres » autres usages.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 7.1 de la l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**
5 **De plus, le Distributeur évalue que les usages plus importants de la catégorie**
6 **« Autres usages » sont l'éclairage, l'eau chaude commercial et la**
7 **consommation des réseaux municipaux excluant celle attribuable aux chaînes**
8 **de blocs.**

17. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 33 (Figure 2.4), 35 et 36 (Tableau 2.5)

Préambule :

La Figure 2.4 présente l'aléa climatique sur les besoins en énergie par trimestre pour l'année 2024.

Le Tableau 2.5 présente l'aléa sur les besoins annuels en énergie.

L'aléa annuel climatique pour l'année 2024, selon le Tableau 2.5, est 2,3 TWh.

Citation (p. 35)

« Une manière de quantifier l'aléa est de calculer l'écart-type (tableau 2.5 et tableau 2.6) sur l'ensemble des évolutions possibles des besoins. De façon générale :

- Le scénario de référence ± 1 écart-type couvre une probabilité d'occurrence de 68 %.
- Le scénario de référence ± 2 écarts-types couvre une probabilité d'occurrence de 95 %.

Demandes :

17.1 Veuillez expliquer en détail :

- la relation entre le Tableau 2.5 et la Figure 2.4.
- où, à la Figure 2.4, se trouvent les 2,3 TWh identifiés selon le Tableau 2.5 comme aléa annuel climatique pour l'année 2024.

Réponse :

1 La figure 2.4 présente les percentiles résultant des 336 simulations horaires
2 chronologiques des besoins en énergie prévus en fonction des conditions
3 climatiques observées sur la période 1971 à 2018. L'écart-type résultant de ces
4 mêmes simulations est représenté par l'aléa climatique indiqué au tableau 2.5.

5 L'écart-type présenté dans le tableau 2.5 n'est pas explicitement identifié dans
6 la figure 2.4. Cette figure présente les percentiles [2,5 %, 5 %, 10 %, 90 %, 95 %, 97,5 %],
7 et comme remarqué dans le préambule, un écart-type, selon une
8 distribution normale, couvre une probabilité d'occurrence de 68 % (soit borné
9 par les percentiles 16 % et 84 %).

17.2 Veuillez élaborer sur la relation entre la notion d'aléa, telle qu'utilisée par HQD, et celle de l'écart-type.

Réponse :

10 Les aléas font références à l'incertitude autour des prévisions du Distributeur
11 tandis que l'écart-type est une mesure de la dispersion de cette incertitude.

17.3 Est-ce que la fourchette des aléas à 95% s'apparente à la fourchette de ± 2 écarts-type ? Sinon, veuillez expliquer la différence.

Réponse :

12 Le Distributeur confirme que la fourchette des aléas à 95 % s'apparente à la
13 fourchette de ± 2 écarts-types.

B. RI — Stratégies

18. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 17, Tableau 3.1

Préambule :

Le Tableau présente le bilan prévisionnel d'énergie du Distributeur.

Demande :

18.1 Veuillez expliquer en détail comment les valeurs présentées aux lignes suivantes ont été fixées :

18.1.1.1 « Électricité patrimoniale utilisée » ;

Réponse :

1 Les valeurs présentées au bilan d'énergie découlent d'un exercice de
2 planification effectué sur une base horaire. Ainsi, pour chacune des heures
3 d'une année, les approvisionnements disponibles sont établis de façon à
4 répondre au besoin horaire prévu.

5 Les approvisionnements en base (ne pouvant être modulés) sont d'abord
6 soustraits des besoins réguliers du Distributeur. À partir des besoins résiduels
7 horaires, l'utilisation des ressources pouvant être modulées est établie. C'est
8 le cas pour les rappels de l'énergie différée, l'électricité patrimoniale, le tarif
9 Flex, l'effacement des chaînes de blocs, le contrat cyclable et les contrats de
10 puissance avec le Producteur. Une valeur horaire d'utilisation est ainsi établie
11 en tenant compte des contraintes qui sont propres à chacun des moyens. Puis,
12 pour chacune des heures, si le besoin excède les approvisionnements
13 disponibles, l'achat d'énergie additionnelle est anticipé.

14 La somme des valeurs horaires de chacun de ces éléments, pour chacune des
15 années, permet d'établir les valeurs annuelles inscrites au bilan d'énergie. Sur
16 une base annuelle, la portion de l'énergie additionnelle requise qui excède
17 3 TWh en hiver est présentée comme de l'approvisionnement de long terme. Le
18 reste est considéré comme des achats sur les marchés de court terme. La
19 portion de ces achats qui est anticipée en hiver est présentée distinctement à
20 titre informatif.

21 En ce qui concerne l'électricité patrimoniale non utilisée (surplus), elle
22 correspond à l'écart entre l'électricité patrimoniale disponible et celle prévue
23 être utilisée.

18.1.1.2 « Achats sur les marchés de court terme » ;

Réponse :

24 Voir la réponse à la question 18.1.1.1.

18.1.1.3 « Dont achats en hiver » ; et

Réponse :

25 Voir la réponse à la question 18.1.1.1.

18.1.1.4 « Surplus (électricité patrimoniale inutilisée) ».

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 18.1.1.1.**

Étant donné l'absence d'informations dans la preuve en chef sur la méthode utilisée pour déterminer ces valeurs, le RNCREQ pourra demander à la Régie de permettre des questions de suivi sur les réponses à cette demande, afin d'alléger le processus réglementaire et d'éviter des contre-interrogatoires inutilement longs.

19. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18, Tableau 3.2

Préambule :

Le Tableau présente le bilan prévisionnel en puissance du Distributeur.

Demandes :

19.1 Concernant la ligne « Programme GDP Affaires », veuillez expliquer comment cette prévision a été établie.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 5.3 de l'UC à la pièce HQD-5, document 11.**

19.2 Concernant la ligne « Interruption chaînes de blocs », veuillez préciser les hypothèses derrière la prévision, notamment à l'égard du montant de 173 MW en 2026-2029.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

19.3 Ce bilan tient-il compte des résultats réels de l'A/P 2019-01? Si non, veuillez présenter un bilan de puissance qui le fait.

Réponse :

5 **Ce bilan ne tient pas compte des résultats réels de l'A/P 2019-01, dans la mesure**
6 **où ils n'étaient pas connus lorsqu'il a été produit. Le Distributeur a produit un**
7 **bilan qui intègre notamment les résultats de l'A/P 2019-01 en réponse à la**
8 **question 7.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
9 **HQD-5, document 1 (B-0024).**

20. Référence : (i) B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18 (Tableau 3.2)

(ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 19, Tableau R-7.3

Demande :

20.1 Veuillez expliquer les écarts entre le Tableau R-7.3 et le Tableau 3.2 à l'égard :

- des contrats avec HQP;
- des interruptions chaînes de blocs;
- de la bonification électricité interruptible; et
- de l'admissibilité GDP Affaires de clients L de moins que 50 MW.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 7.2, 7.3 et 7.3.1 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), pour**
3 **les détails concernant les interruptions de chaînes de blocs et l'utilisation des**
4 **moyens de gestion potentiels de la demande en puissance. En ce qui concerne**
5 **les contrats avec le Producteur, les écarts s'expliquent par des ajustements à**
6 **la planification des rappels de l'énergie différée, établis en fonction des besoins**
7 **en énergie.**

21. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18

Citation :

« Compte tenu de la fin de certains contrats et de la croissance des besoins, un nouvel approvisionnement de long terme sera requis, à partir de l'hiver 2025-2026 selon le bilan de puissance et de l'année 2027 selon celui d'énergie. Le Distributeur suit de près l'évolution de la situation de l'équilibre énergétique et présentera, au moment opportun, une stratégie visant l'acquisition de nouveaux approvisionnements. »

Demandes :

21.1 Veuillez préciser les contrats qui viennent à échéance, en mentionnant les noms des contractants et les quantités d'énergie et la puissance de chaque contrat.

Réponse :

8 **Le Distributeur présente au tableau R-21.1 l'information demandée.**

TABLEAU R-21.1 :
INFORMATIONS SUR LES CONTRATS QUI VIENNENT À ÉCHÉANCE
À L’HORIZON DU PLAN D’APPROVISIONNEMENT

Fournisseur (nom du projet)	Fin du contrat	Contribution en énergie (TWh)	Contribution en puissance (MW)
HQP (base)	2027	3,1	350
HQP (cyclable)	2027	Variable	250
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C (Centrale de cogénération à Bromptonville)	2027	0,13	16
Innergex Inc. (Parc éolien Baie des Sables)	2026	0,34	43,8
Innergex Cartier Énergie S.E.C. (Parc éolien Anse-à-Valleau)	2027	0,31	40,2
Innergex Cartier Énergie S.E.C.(Parc éolien Carleton)	2028	0,34	43,8
Énergie Rayonier A.M. Canada S.E.C. (Centrale de cogénération Témiscamingue)	2023	0,07	8,1
Fortress Bioenergy Ltd. (Centrale de cogénération de Thurso)	2028	0,16	18,8
FibreK S.E.N.C (Centrale de cogénération de Saint-Félicien)	2027	0,07	9,5
PF Résolu Canada Inc.(Centrale de cogénération de Dolbeau)	2027	0,17	26,5
PF Résolu Canada Inc. (Centrale de cogénération de Gatineau)	2028	0,10	15
Domtar Inc. (Centrale de cogénération de Windsor)	2028	0,18	30

1 **Le Distributeur précise que les contributions en énergie et en puissance au**
 2 **tableau R-21.1 sont celles inscrites aux bilans d’énergie et de puissance. Pour**
 3 **les contrats éoliens, elles correspondent ainsi à la contribution découlant du**
 4 **service d’intégration éolienne.**

21.2 Veuillez préciser le délai estimé entre l’émission d’un appel d’offres en puissance de long terme et la livraison de la puissance contractée.

Réponse :

5 **Comme précisé dans le Plan, le Distributeur considère que les appels d’offres**
 6 **doivent être lancés au moins quatre ans avant la mise en service des**
 7 **installations visées. Cette évaluation est valable autant pour un**
 8 **approvisionnement d’énergie que pour un approvisionnement de puissance.**

21.3 Veuillez préciser le délai estimé entre l’émission d’un appel d’offres en énergie de long terme et la livraison de l’énergie contractée.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 21.2.**

22. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 45

Citation :

« Une capacité de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est rendue disponible à Nalcor Energy pour l’alimentation en priorité de la charge du Labrador. Les capacités excédentaires peuvent ensuite être mises en marché. Le Distributeur ne dispose d’aucune convention de transactions avec Nalcor Energy. Or, une telle convention est nécessaire pour conclure des transactions avec une contrepartie. Aucun achat en provenance de ce marché n’est donc possible en ce moment. »

22.1 Veuillez expliquer quelles démarches seraient nécessaires afin de conclure une convention de transactions avec Nalcor Energy.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

22.2 Outre la conclusion de la convention, quelles seraient les autres démarches nécessaires pour permettre des achats de court terme de l'énergie auprès de Nalcor Energy?

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

23. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 46

Citation :

« La capacité d'importation de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW. Par contre, l'interconnexion ne peut être utilisée en mode importation lorsque le poste de la Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice de la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin. Pour ce faire, des droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne doivent être acquis. Le nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers sont négociés de gré à gré. Le Distributeur a accès à une capacité de 270 MW de droits de passage. Par conséquent, la possibilité d'importer en pointe n'est pas assurée sur le chemin NE-HQT, mais est possible pour la majorité des heures de l'hiver. »

Demandes :

23.1 Veuillez expliquer en vertu de quel instrument légal le Distributeur a accès à une capacité de 270 MW de droits de passage de la Nouvelle-Angleterre.

Réponse :

5 **Selon la dispense pour les achats de court terme, le Distributeur acquiert les**
6 **droits de passage de son négociant lorsqu'il effectue une transaction sur le**
7 **marché de la Nouvelle-Angleterre.**

23.2 Veuillez expliquer les démarches qui seraient nécessaires afin d'augmenter ces droits de passage.

Réponse :

- 1 **Afin de connaître la possibilité d'accroître la capacité d'importation sur le**
2 **chemin NE-HQT, des démarches devraient être entreprises auprès du**
3 **négociant.**

24. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 47

Citation :

« Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO, annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario. »

Demandes :

- 24.1 Veuillez confirmer que les 500 MW découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO sont à la disposition d'HQ Production.

Réponse :

- 4 **Le Distributeur le confirme.**

- 24.2 Est-ce que le Distributeur a entamé des démarches auprès d'HQ Production afin d'avoir accès à cette puissance en tout ou en partie? Le cas échéant, veuillez détailler les démarches entreprises et les résultats. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

- 5 **Non. Pour acquérir de la puissance, le Distributeur procède à des appels**
6 **d'offres de court terme ou de long terme auprès de tous les fournisseurs afin**
7 **d'obtenir le meilleur prix pour les quantités recherchées.**

25. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 47

Citation :

« Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE) est conçu pour permettre l'exportation jusqu'à 1 000 MW du Québec à la ville de New York. Le promoteur a également soumis au NYISO une demande pour accroître la puissance de 250 MW en mode bidirectionnel. »

Demande :

- 25.1 En présumant que la demande du promoteur sera accueillie par le NYISO, est-ce que c'est le Distributeur ou HQ Production qui aura accès à ces 250 MW? Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas fait de demande auprès du Transporteur ni du NYISO**
2 **afin d'accroître sa capacité en mode importation. Lorsque tous les permis et les**
3 **autorisations de ce projet auront été obtenus, le Distributeur communiquera**
4 **avec le Transporteur pour connaître les possibilités d'importation par ce**
5 **chemin et les modalités requises.**

C. Programmes d'efficacité énergétique

26. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 22

Citation :

Orientations du Distributeur
Clientèle résidentielle
> Sensibiliser les clients aux meilleures pratiques et les accompagner pour une meilleure gestion de l'énergie
> Améliorer les outils favorisant une meilleure connaissance de la consommation d'électricité
> Rester à l'affût des opportunités offertes par de nouveaux produits ou services
> Favoriser le développement des connaissances des jeunes en matière d'utilisation efficace de l'électricité
> Offrir un appui financier lorsque justifié, par exemple, pour les ménages à faible revenu
Clientèle affaires
> Optimiser l'offre de programmes, compte tenu des résultats obtenus dans les dernières années
> Demeurer à l'affût de développements technologiques et de nouvelles pratiques, notamment pour l'électrification efficace des bâtiments et des procédés industriels
> Élargir, s'il y a lieu, l'admissibilité au volet Système de gestion de l'énergie électrique inspiré d'ISO 50 001
Transformation de marchés
> Poursuivre les travaux auprès des organismes responsables afin de faire évoluer les normes et codes en matière d'efficacité énergétique

Demande :

26.1 Veuillez confirmer que le Distributeur ne propose pas d'augmenter son offre de programmes d'économie d'énergie pendant la période du Plan. Si ce n'est pas le cas, veuillez préciser la nature des programmes additionnels il entend mettre en place, et les gains énergétiques prévus.

Réponse :

6 **Comme mentionné dans le dossier du Plan directeur en transition, innovation**
7 **et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 (dossier R-4043-2018), le**
8 **Distributeur ne prévoit pas pour l'instant augmenter son offre de programmes**
9 **d'économie d'énergie, ces derniers étant ouverts à un ensemble important de**
10 **mesures et modulables selon le contexte énergétique.**

27. Références : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 25

(ii) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 53, Tableau 3.11

Citation (réf. (i)) :

« L'ensemble des efforts en efficacité énergétique, à l'horizon du Plan, contribue à une réduction des ventes résidentielles de près de 4 TWh, et ce, tous usages confondus. Cette réduction de la consommation unitaire se reflète de façon plus marquée dans les nouvelles constructions. »

Préambule :

Le Tableau 3.11 indique que les contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur ont baissé d'environ 1 TWh/an en 2009-12 à environ 0,5 TWh/an en 2013-18.

Demande :

27.1 Veuillez présenter un tableau qui ventile ces gains de 4 TWh par programme, en indiquant l'évolution des gains pour chaque programme et ce, pour chaque année entre 2019 et 2029.

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse à la question 13.2 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), le**
3 **Distributeur ne peut fournir un tableau ventilant les gains totaux des mesures**
4 **initiées par l'ensemble des contributeurs.**

5 **Pour ce qui est des prévisions énergétiques des programmes du Distributeur**
6 **inscrites au Plan d'approvisionnement 2020-2029, celles-ci sont en continuité**
7 **avec celles approuvées par la décision D-2019-088 portant sur le Plan directeur**
8 **en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023**
9 **(dossier R-4043-2018). La Régie en a fait une synthèse au tableau 8 de la**
10 **page 57 de cette décision.**

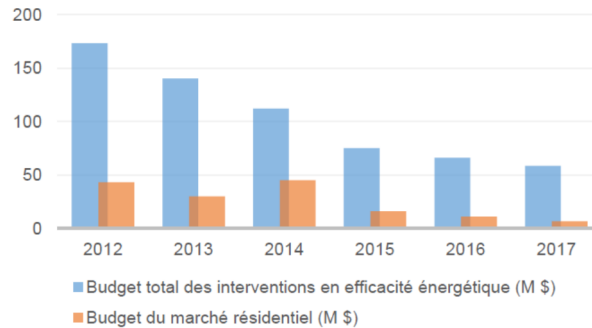
28. Références : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 53, Tableaux 3.11 et 3.12

(ii) R-4043-2017, C-RNCREQ-0020, page 16, Graphique 1

(iii) Plan Stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec ([en ligne](#) sur hydroquebec.com)

Citation (réf. (ii)) :

Graphique 1 – Budget total et du marché résidentiel – HQD - 2012-2017



Citations (réf. (iii)) :

Page

19 :

« Les entreprises de tous les secteurs peuvent tirer parti de nos tarifs avantageux et de divers programmes adaptés à leurs besoins.

- Tarifs de développement économique et de relance industrielle
- Programme Solutions efficaces : appui financier pour la mise en oeuvre de plus de 200 mesures en efficacité énergétique »

Page 28 :

« Offrir des solutions de conversion afin d'électrifier les bâtiments, les procédés industriels et les activités agricoles :

(...)

- Centrer nos programmes en efficacité énergétique sur les technologies électriques efficaces. »

Préambule :

Le Tableau 3.11 présente l'historique des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du distributeur, et le Tableau 3.12 présente sa prévision.

La prévision est de 0,5 TWh pour chacune des années à l'horizon du Plan.

La référence (ii) démontre que les budgets du Distributeur dédiés à l'efficacité énergétique ont baissé continuellement depuis 2012.

Demandes :

28.1 Veuillez présenter des tableaux similaires aux Tableaux 3.11 et 3.12 indiquant les budgets alloués aux programmes d'efficacité énergétique de chaque secteur, pour chaque année historique et prévisionnelle.

Réponse :

- 1 **Pour les dépenses des années historiques allouées aux programmes**
- 2 **d'efficacité énergétique du Distributeur, voir les pièces Plan global en efficacité**
- 3 **énergétique – Suivis des Rapports annuels 2009 à 2014 du Distributeur et les**

1 pièces Suivi des interventions en efficacité énergétique des Rapports annuels
2 2015 à 2018 du Distributeur déposés annuellement à la Régie⁷.

3 Pour les budgets des années 2020 à 2023, voir le tableau 16 de la décision
4 D-2019-088. En ce qui concerne les années 2024 à 2029, les budgets devraient
5 être dans la continuité des précédents considérant la stabilité des objectifs
6 énergétiques.

28.2 Veuillez préciser les 200 mesures en efficacité énergétique qui feront l'objet d'un
appui financier (réf. (iii)).

Réponse :

7 Le site Web d'Hydro-Québec⁸ présente le détail de l'offre des programmes au
8 marché affaires et une synthèse des principales mesures admissibles par
9 segment de marché. L'outil OSE servant à évaluer l'appui financier et à faire
10 une demande dans le cadre de l'Offre simplifiée, disponible sur ce site, intègre
11 les 200 mesures prescriptives offertes à la clientèle d'affaires. De plus,
12 certaines offres des programmes du Distributeur admettent des mesures
13 d'efficacité énergétique proposées par les clients.

29. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 25, Tableau 4.1

Demande :

29.1 Veuillez fournir une explication, ligne par ligne, du Tableau 4.1.

Réponse :

14 La section du haut du tableau 4.1 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009)
15 présente les achats d'énergie et les surplus du bilan d'énergie provenant du
16 tableau 3.1 de la même pièce. La ligne du centre montre l'aléa d'un écart type,
17 ce qui correspond à l'aléa global présenté au tableau 2.5 de la pièce HQD-2,
18 document 2 (B-0007). La section du bas du tableau 4.1 montre ensuite les
19 achats d'énergie requis et les surplus lorsqu'un aléa d'un écart type est ajouté
20 à la prévision des besoins du bilan d'énergie.

D. Gestion de la puissance

30. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18, Tableau 3.2

⁷ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RapportsAnnuels_DistribTransp.html

⁸ <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/solutions-efficaces-offre-simplifiee.html>

Préambule :

La puissance due à l’ « interruption chaînes de blocs » est évaluée à 682 MW entre 2021 et 2025, pour ensuite baisser à 173 MW.

Demandes :

30.1 Veuillez préciser toutes les hypothèses derrière cette prévision des « interruptions chaînes de blocs », dont notamment :

30.1.1 La puissance attribuée suite à l’A/P 2019-01 ;

Réponse :

1 **Dans le bilan de puissance présenté à la pièce HQD-2, document 3 (B-0009),**
2 **page 18, tableau 3.2, les interruptions prévues des chaînes de blocs se**
3 **répartissent comme indiqué au tableau R-30.1.1.**

TABLEAU R-30.1.1 :
RÉPARTITION DES INTERRUPTIONS DE CHAÎNES DE BLOCS (MW)

Hiver (1er décembre au 31 mars)	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031
Clients existants HQD	161	161	161	161	139	139	139	139	139	139	139
Clients A/P	166	306	306	306	282	140	0	0	0	0	0
Clients en réseaux municipaux	49	214	214	214	214	199	34	34	34	34	34
Total	375	682	682	682	636	479	173	173	173	173	173

4 30.1.2 La décision éventuelle de la Régie quant à l’applicabilité de l’exigence
 d’interruption pour des clients de chaînes de blocs ayant des contrats
 existants;

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 30.1.1.**

30.2 Veuillez fournir un tableau résumant la consommation d’électricité (énergie et puissance) pour les usages cryptographiques associés aux chaînes de blocs pendant la période du Plan, selon le Plan tel que déposé, en précisant en lignes distinctes :

- L’énergie consommée
- La puissance requise
- La réduction de puissance requise due à l’interruption pendant les heures de fine pointe.

Réponse :

1 **Les informations demandées se trouvent aux tableaux 3.19 et 3.20 de la pièce**
 2 **HQD-2, document 2 (B-0007) ainsi qu'au tableau 3.2 de la pièce HQD-2,**
 3 **document 3 (B-0009).**

30.3 Veuillez fournir un tableau similaire à celui produit en réponse à la demande précédente, mis à jour selon notamment les résultats de l'A/P 2019-01.

Réponse :

4 **Le tableau R-30.3 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-30.3 :
VENTES, BESOINS EN PUISSANCE ET EFFACEMENT
POUR LES CLIENTS CHAÎNES DE BLOCS
APRÈS A/P 2019-01

<i>En TWh</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Ventes (TWh)</i>	1,7	2,8	3,4	3,4	3,3	2,9	1,9	0,9	0,9	0,9
<i>En MW</i>	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
<i>Besoins en puissance</i>	183	285	460	460	460	418	371	123	123	123
<i>Effacement</i>	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14

30.4 Veuillez fournir un tableau similaire à celui produit en réponse à la demande 29.2, pour la clientèle des réseaux municipaux.

Réponse :

5 **Le Distributeur constate qu'il n'y a pas de question 29.2.**

6 **Le Distributeur présente au tableau R-30.4 les ventes, les besoins en puissance**
 7 **et l'effacement pour les clients alimentés par les réseaux municipaux, tels**
 8 **qu'utilisées pour la préparation du Plan.**

TABLEAU R-30.4 :
VENTES, BESOINS EN PUISSANCE ET EFFACEMENT
POUR LES CLIENTS CHAÎNES DE BLOCS
EN RÉSEAUX MUNICIPAUX

<i>En TWh</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Ventes (TWh)</i>	0.3	1.1	1.7	1.7	1.7	1.7	0.9	0.3	0.3	0.3
<i>En MW</i>	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
<i>Besoins en puissance (MW)</i>	35	51	226	226	226	226	210	35	35	35
<i>Effacement (MW)</i>	0	49	214	214	214	214	199	34	34	34

31. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, pages 18 (Tableau 3.2) et 21 (Tableau 3.3)

Citation :

« Dans le but de maximiser la contribution des moyens de GDP, le Distributeur proposera des modifications à l'option d'électricité interruptible, ainsi qu'aux critères d'admissibilité au programme de GDP Affaires. Ces modifications seront présentées pour approbation à la Régie au moment opportun, en tenant compte des délais requis pour leur mise en place et suivant l'évolution du bilan de puissance. »

Demandes :

31.1 Veuillez décrire la nature des modifications à venir pour l'OÉI et pour les critères d'admissibilité au programme de GDP Affaires.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 4.1 et 4.4 de la FCEI à la pièce HQD-5,**
2 **document 6.**

31.2 Veuillez préciser jusqu'à quel point les prévisions de puissance en vertu du programme GDP Affaires au Tableau 3.2, qui passent de 280 MW en 2019-20 à 515 MW en 2025-26, dépendent de ces changements éventuels.

Réponse :

3 **Les modifications aux critères d'admissibilité au programme GDP Affaires**
4 **visent à aller chercher d'autres clients et ne touchent pas ceux qui sont déjà**
5 **prévus dans les 515 MW en 2025-2026 à la ligne « Programme GDP Affaires ».**
6 **En revanche, une partie de la puissance de la ligne « Moyens additionnels**
7 **potentiels » du tableau 3.2 est attribuable aux modifications envisagées à**
8 **l'admissibilité au programme GDP Affaires.**

9 **Voir également la réponse à la question 8.1 de la demande de**
10 **renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

32. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 22

Citation :

« Par ailleurs, le Distributeur prévoit déposer à la Régie, en août 2021, une mise à jour du potentiel technico-économique des mesures en efficacité énergétique. »

Demandes :

32.1 Veuillez préciser l'ampleur du travail et le budget alloué à cette étude.

Réponse :

1 **Le Distributeur compte mettre à jour les études de potentiel technico-**
2 **économique (PTÉ) d'économie d'énergie électrique au Québec dans les**
3 **secteurs résidentiel, agricole, commercial et institutionnel (CI) ainsi que dans**
4 **le secteur petites, moyennes et grandes industries (PMI, GI) réalisées par les**
5 **firmes Technosim inc. et Jacques Harvey consultant & associés inc.**

6 **Pour chacun des secteurs, il s'agira de réviser le PTÉ en intégrant les nouveaux**
7 **coûts évités du Distributeur et en révisant notamment :**

- 8 • **la liste des mesures, par usage et par marché possibles pour des horizons**
9 **5 ans (2021-2025) et 10 ans (2021-2030) ;**
- 10 • **les hypothèses techniques, commerciales et économiques de toutes les**
11 **mesures identifiées.**

12 **Le Distributeur estime le coût total de ces travaux à 350 000\$.**

32.2 Est-ce que le Distributeur procède également à une mise à jour du potentiel technico-économique des mesures en gestion de la puissance? Le cas échéant, veuillez préciser l'ampleur du travail, la date prévue de livraison et son budget.

Réponse :

13 **Le Distributeur a déjà procédé à une mise à jour du potentiel technico-**
14 **économique (PTÉ) des mesures en gestion de la puissance. Voir la pièce**
15 **HQD-2, document 3 (B-0009) et le complément de preuve à la pièce HQD-4,**
16 **document 5 (B-0033).**

33. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 51

Citation :

« Le Distributeur présente une mise à jour de l'évaluation du potentiel de réduction de la puissance électrique au Québec attribuable aux mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et petites et moyennes industries (PMI), et ce, pour les années 2020, 2025 et 2030. Cette évaluation vise à établir un portrait global et exhaustif du potentiel technique ainsi que du potentiel technico-économique de ces mesures. »

Demandes :

33.1 Veuillez préciser si cette mise à jour du potentiel technico-économique (PTÉ) de la GDP se base sur une étude faite par une tierce partie. Le cas échéant, veuillez préciser le nom du consultant qui a préparé la mise à jour du potentiel;

Réponse :

1 **Le PTÉ de gestion de la demande en puissance aux marchés résidentiel,**
2 **commercial et institutionnel et petites moyennes industries a été évalué par la**
3 **firme Technosim inc.**

33.2 Veuillez préciser le titre et la date de son rapport final; et

Réponse :

4 **Le rapport s'intitule « Potentiel technique et technico-économique de gestion**
5 **de la demande en puissance aux marchés résidentiel, commercial et**
6 **institutionnel et petites et moyennes industries - Réseau intégré » et est daté**
7 **de février 2020.**

33.3 Veuillez produire une copie du rapport final.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 32.2.**

34. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 57

Citation :

« Le tableau 7.3 présente le potentiel pour l'année 2020 des mesures de gestion de la demande de puissance du secteur résidentiel évaluées de façon regroupée. »

Demande :

34.1 Veuillez présenter le potentiel pour 2020, pour 2025 et pour 2030 pour chacune des mesures identifiées aux Tableaux 7.1 et 7.2, individuellement.

Réponse :

9 **Voir les sections 6, 7 et 8 de la pièce HQD-4 document 5 (B-0033).**

35. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 58

Citation :

« À noter que la mesure Chauffe-eau trois éléments n'entre pas dans le potentiel en 2020. »

Demande :

35.1 Veuillez expliquer pourquoi la mesure Chauffe-eau trois éléments n'entre pas dans le potentiel en 2020.

Réponse :

1 **L'année 2020 étant utilisée comme année de référence pour l'analyse, aucun**
2 **remplacement ou croissance de marché pour les chauffe-eau à trois éléments**
3 **n'est intégré pour 2020.**

36. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 62

Préambule :

Selon le tableau 7.4, le potentiel regroupé du secteur résidentiel pour 2020 est de 1 146 MW; selon le tableau 7.6, le potentiel regroupé du secteur CI pour 2020 est de 1 214 à 1 336 MW; et selon le tableau 7.8, le potentiel regroupé du secteur PMI pour 2020 est de 165 MW. Toutefois, selon le tableau 7.9, le potentiel regroupé des secteurs résidentiel, CI et PMI pour 2020 est de seulement 980 à 1 054 MW.

Demande :

36.1 Veuillez expliquer pourquoi le potentiel regroupé des secteurs résidentiel, CI et PMI pour 2020 est significativement moins élevé que la somme des potentiels de chacun des trois secteurs.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 16.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
5 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

37. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 62

Citation :

« Le potentiel commercialement réalisable reste toutefois à être démontré, notamment en raison de l'impact de certaines mesures sur le confort et, plus particulièrement, pour les secteurs CI puisque l'application des mesures peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel de cette clientèle, augmentant ainsi sa facture d'électricité. Seule une portion du PTE identifié dans cette évaluation pourra être exploitée commercialement. »

Demandes :

37.1 Veuillez expliquer en détail en quoi l'application des mesures de GDP pour le secteur CI peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel de cette clientèle.

Réponse :

6 **Si le client ne contrôle pas le redémarrage de ses équipements après un**
7 **événement de GDP, sa puissance maximale appelée pourrait être supérieure à**
8 **sa puissance maximale appelée sans événement de GDP. Ainsi, pour éviter un**
9 **impact sur leur facture, les clients CI de la GDP font appel à des contrôleurs de**
10 **charges afin de gérer leur appel de puissance lors des périodes de reprise.**

37.2 Est-ce que le Distributeur a essayé de concevoir des mesures tarifaires ou autres afin de permettre aux clients du secteur CI de participer à réaliser leur plein potentiel de GDP sans pour autant augmenter leur appel de puissance maximal et donc leur facture?

Réponse :

1 **Non, aucune mesure tarifaire n'a été considérée puisque les clients CI doivent**
2 **être en mesure de gérer leur reprise.**

37.3 Est-ce que le Distributeur a fait des estimations de la portion du PTÉ qui peut être exploité commercialement? Le cas échéant, veuillez fournir copie de ses analyses. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

3 **Le Distributeur n'a pas fait ce type d'estimations. Le rapport final ayant été**
4 **déposé en février 2020, l'analyse des résultats est toujours en cours par le**
5 **Distributeur.**

E. Hilo

38. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18, Tableau 3.2

Préambule :

La ligne « Hilo » prévoit des réductions des besoins en puissance augmentant de 2 MW en 2019-20 à 621 MW en 2028-29.

Demandes :

38.1 Est-ce que Hilo est à la source de ces prévisions? Le cas échéant, veuillez fournir un document réalisé par ou pour le compte d'Hilo qui indique sa prévision des réductions de puissance pendant la période du Plan.

38.1.1 Sinon, veuillez expliquer en détail comment ces prévisions des réductions des besoins en puissance de Hilo ont été fixées.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 2.9 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6.**

38.2 Veuillez fournir des fourchettes d'encadrement de cette prévision, similaires à celle présentées à la Figure 1.8 de B-0007 (HQD-2, doc. 2).

Réponse :

- 1 **Le Distributeur n'a pas produit d'analyse de sensibilité sur les hypothèses**
2 **sous-jacentes aux cibles d'effacement du service d'Hilo.**

38.3 Veuillez préciser les réductions qui font l'objet d'un engagement ferme de la part de Hilo, en date d'aujourd'hui.

Réponse :

- 3 **Les contributions d'Hilo au plan d'approvisionnement sont des cibles**
4 **(prévisions). Les engagements de réduction de puissance sont communiqués**
5 **au Distributeur, par Hilo, une fois par année, avant la période d'hiver, en**
6 **fonction du nombre de participants inscrits aux services d'Hilo.**

38.4 Veuillez ventiler la puissance qui sera fournie par Hilo chaque année entre le contrôle des charges de chauffage de l'espace et celui des charges de chauffage de l'eau.

Réponse :

- 7 **Comme mentionné en réponse à la question 10.6 de la demande de**
8 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), Hilo**
9 **est responsable de fournir les effacements annuels convenus avec le**
10 **Distributeur. Les usages ciblés par Hilo dépendent du contexte, des**
11 **préférences de la clientèle et des technologies disponibles. Ainsi, l'offre d'Hilo**
12 **pourrait évoluer sur l'horizon du Plan d'approvisionnement en fonction du**
13 **marché.**

39. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 47 (R-10.18 et 19)

Citation :

« R 10.18.1 : Le montant et les modalités de rémunération sont prévus pour la période contractuelle de 10 ans.

R 10.19 : Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergence.

R-10.20 : Une pénalité sera prévue au contrat si la réduction de puissance pour laquelle Hilo s'est engagée n'est pas atteinte. »

Demandes :

39.1 Veuillez préciser si le contrat entre Hilo et le Distributeur (le « Contrat ») a déjà été signé et, le cas échéant, la date de signature. Sinon, veuillez préciser la date prévue pour sa signature.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

39.2 Veuillez préciser la date d'entrée en vigueur et la date de terminaison du Contrat.

Réponse :

3 **La date d'entrée en vigueur coïncide avec celle de la signature du contrat, soit**
4 **le 21 octobre 2019. Le contrat est d'une durée de 10 ans, à compter de la date**
5 **de sa signature.**

39.3 Veuillez préciser si le Distributeur entend inclure les paiements selon le Contrat dans ses revenus requis de son dossier tarifaire 2025-2026.

Réponse :

6 **Les sommes versées à Hilo sont comptabilisées au même titre que les appuis**
7 **financiers versés aux clients dans le cadre de programmes d'efficacité**
8 **énergétique. Comme mentionné en réponse à la question 10.19 de la demande**
9 **de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), ces**
10 **coûts seront intégrés aux revenus requis au moment du *rebasing* en 2025.**

39.4 Veuillez préciser si la rémunération prévue selon le Contrat est directement proportionnelle à la réduction de puissance, ou si elle comporte également une composante fixe.

39.4.1 S'il y a une composante fixe, veuillez fournir un tableau indiquant son évolution sur les 10 ans du Contrat.

Réponse :

11 **Les sommes versées à Hilo sont proportionnelles à la réduction de puissance**
12 **réalisée et au nombre de participants inscrits au service. Il n'y a aucune**
13 **composante fixe à la rémunération prévue au contrat pour les services d'Hilo.**

39.5 Veuillez expliquer pourquoi le prix payé pour ce service est « commercialement sensible », étant donné que le Distributeur accorde un Contrat de gré à gré à Hilo qui n'est soumis à aucun processus concurrentiel.

Réponse :

14 **En réponse à la question 9.1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
15 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), le Distributeur mentionne ne pas**

1 **exclure la possibilité de faire affaire avec d'éventuels autres agrégateurs pour**
2 **l'acquisition de moyens de puissance provenant de la clientèle résidentielle. À**
3 **la section 3 de la pièce B-0027, le Distributeur fait état de la nature du préjudice**
4 **qu'il pourrait encourir advenant la divulgation du prix payé pour les services**
5 **d'Hilo.**

39.6 Veuillez fournir au RNCREQ une entente de non-divulgation afin de permettre à son procureur et son expert de prendre connaissance de la version non caviardée de la réponse 10.19.

Réponse :

6 **L'entente de non-divulgation sera fournie à la procureure de l'intervenante,**
7 **selon la procédure habituelle.**

Citation :

« R-10.18 : Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront confirmées annuellement, par un engagement ferme. Pour les raisons mentionnées en réponse à la question 10.6, de l'avis du Distributeur, elles sont réalistes et atteignables. »

Demandes :

39.7 Le contrat intervenu ou à intervenir entre le Distributeur et Hilo prévoit-t-il des cibles prédéterminées d'effacement en puissance pour chacune des dix années du contrat, ou les cibles sont-elles fixées seulement sur une base annuelle ?

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 38.3.**

39.8 Veuillez préciser le montant des pénalités prévues au contrat si Hilo ne rencontre pas ses engagements ferme de réduction de puissance, et sur quelle base ce montant a été établi.

Réponse :

9 **Des pénalités sont prévues au contrat si les engagements de réduction de**
10 **puissance annuels ne sont pas atteints. Le Distributeur travaille à évaluer,**
11 **pendant la période de rodage des activités d'Hilo en cours, la base de calcul et**
12 **le coût de ces pénalités.**

39.9 Existe-t-il des pénalités en vertu du contrat si les engagements fermes confirmées annuellement ne sont pas à la hauteur des montants inscrits dans le Plan? Veuillez préciser et élaborer.

Réponse :

1 **Il n'y a pas de pénalités pour les écarts entre les engagements annuels et ces**
2 **cibles. Cependant, si Hilo ne respecte pas l'engagement annuel de réduction de**
3 **puissance pris avec le Distributeur, il devra fournir les justificatifs et produire**
4 **un plan d'action pour assurer l'atteinte des cibles futures. De plus, une pénalité**
5 **est prévue au contrat pour tout écart entre l'engagement annuel et la réduction**
6 **de puissance réalisée.**

7 **Si le plan d'action ne peut rassurer le Distributeur quant à l'atteinte des cibles**
8 **futures, celui-ci pourra ajuster, à la baisse, la contribution d'Hilo prévue au**
9 **contrat.**

10 **Il est aussi important de noter qu'Hilo ne sera pas rémunérée pour les**
11 **réductions de puissance qui dépasseraient les cibles prévues au Plan.**

39.9.1 Est-ce que le montant des pénalités tient compte du coût des achats de court terme qui seraient requis au cas où les réductions escomptées n'auraient pas lieu?

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 39.8.**

39.10 Le Distributeur aura-t-il le droit de résilier le contrat s'il n'est pas satisfait de la performance de Hilo? Le cas échéant, veuillez préciser les conditions applicables à la résiliation du contrat.

Réponse :

13 **Si Hilo est en défaut de respecter ses obligations prévues au contrat, le**
14 **Distributeur se réserve le droit de le résilier.**

39.11 Veuillez fournir une copie du contrat entre le Distributeur et Hilo.

Réponse :

15 **Voir l'annexe A de la pièce HQD-5, document 3.**

40. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 29 (R 9.1.1), et p. 40 (R 10.6)

Citation 1 :

« Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. »

Citation 2 :

« Hilo livrera les cibles de réduction de puissance convenues annuellement avec le Distributeur. »

Demandes :

40.1 Est-ce que les clients participants au programme GDP Affaires s'engagent à livrer des réductions de puissance convenues annuellement ou autrement avec le Distributeur?

Réponse :

1 **Les participants au programme GDP Affaires n'ont aucun engagement de**
2 **réduction de puissance.**

3 **Toutefois, le Distributeur se réserve le droit d'exclure du programme tout**
4 **participant à partir de deux non-participations lors d'un événement de GDP. De**
5 **plus, le Distributeur rappelle que la rémunération des participants est**
6 **proportionnelle à la réduction de puissance réelle moyenne au cours des**
7 **événements de GDP.**

40.2 Est-ce que les agrégateurs du programme GDP Affaires s'engagent à livrer des réductions de puissance convenues annuellement ou autrement avec le Distributeur?

Réponse :

8 **Les agrégateurs sont des participants au programme comme tout autre client**
9 **et sont soumis aux mêmes modalités. Conséquemment, ils n'ont aucun**
10 **engagement de réduction de puissance à respecter.**

11 **Voir également la réponse à la question 40.1.**

40.3 La relation entre le Distributeur et Hilo est-elle essentiellement de la même nature de que celle entre le Distributeur et les agrégateurs dans le cadre du Programme GDP Affaires? Si elle ne l'est pas, veuillez préciser en quoi elle s'en distingue.

Réponse :

1 **Une telle comparaison est difficile puisque le marché visé, la prestation de**
2 **services offerts et le lien contractuel avec le Distributeur sont complètement**
3 **différents.**

4 **Les agrégateurs participant au programme GDP Affaires n'ont aucun**
5 **engagement de réduction de puissance, n'implantent pas nécessairement des**
6 **mesures, n'ont pas accès aux compteurs ni aux données des clients et ne**
7 **concluent aucun contrat avec le Distributeur.**

41. Référence : B-0017, HQD-4, doc. 1, p. 6

Citation :

« Le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins en MW effacés pendant les périodes de pointe du matin et du soir et à émettre à Hilo des avis pour des événements de GDP. Il doit également suivre rigoureusement les résultats obtenus en termes de réductions de puissance. Pour ce faire, il demande à Hilo de démontrer sa capacité à rencontrer ses exigences par la soumission annuelle de différents documents, notamment :

- un plan marketing 5 ans et ses mises à jour ;
- le suivi des conditions d'admissibilité des participants ;
- l'engagement en kW et en nombre de participants pour la prochaine année ;
- le calcul de la réduction de puissance réalisée. »

Demande :

41.1 Est-ce que Hilo a déjà soumis les documents mentionnés dans la citation afin de démontrer sa capacité à rencontrer les exigences du Distributeur pour la première année? Le cas échéant, veuillez produire copie des documents soumis. Sinon, veuillez expliquer pourquoi, et précisez quand ils seront soumis.

Réponse :

8 **Ces documents relèvent de la gestion du contrat entre le Distributeur et Hilo.**
9 **De l'avis du Distributeur, l'obtention d'un tel niveau de renseignements est**
10 **inutile pour l'exercice que constitue l'examen du plan d'approvisionnement.**

42. Références : (i) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 29 (R 9.1.1), et p. 40 (R 10.6)
(II) B-0017, HQD-4, doc. 1, p. 6

Citation (i) :

« Enfin, le Distributeur souligne qu'il est confiant de l'atteinte par Hilo des cibles annuelles, lesquelles sont conservatrices pour les premières années du Plan. »

Citation (ii) :

« Pour atteindre cet objectif, le Distributeur a réalisé plusieurs projets pilotes et projets de démonstration dans le passé qui ont confirmé le potentiel de la GDP pour le marché résidentiel et les efforts importants de commercialisation requis pour l'exploiter. En prenant en considération les limites de son périmètre d'activités réglementées et l'effort requis pour un déploiement de masse, il a choisi de mandater l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec, active dans le marché de la Maison intelligente pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec et contribuer à l'équilibre de son bilan de puissance. Constitué de spécialistes d'expérience en développement de nouveaux produits et d'entreprises technologiques, Hilo détient l'expertise commerciale et technologique pour déployer à grande échelle un service d'installation et de programmation de produits de domotique à la clientèle. La filiale a, de plus, pu bénéficier d'un transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais notamment des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier par les chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Le recours à cet affilié, dédié au déploiement de ce nouveau moyen, permet un développement coordonné de services énergétiques parfaitement adaptés aux besoins du Distributeur afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données. Le Distributeur est confiant que l'ensemble de ces éléments contribuera au succès de ce moyen de gestion de la puissance et justifie le recours à cette filiale. »

Demandes :

42.1 Veuillez préciser jusqu'à quel point la confiance du Distributeur en l'atteinte par Hilo des cibles annuelles est attribuable :

- aux réussites antérieures de Hilo,
- aux technologies qu'il exploite,
- à ses gestionnaires,
- au fait qu'il est une filiale d'Hydro-Québec.

Réponse :

1 **La confiance du Distributeur est attribuable à un ensemble de facteurs, dont**
2 **ceux énumérés ci-dessus. Comme mentionné en réponse à la question 10.6 de**
3 **la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1**
4 **(B-0024), les résultats préliminaires obtenus à l'hiver 2019-2020 sont très**
5 **encourageants et renforcent le niveau de confiance du Distributeur quant à**
6 **l'atteinte des objectifs prévus au plan d'approvisionnement. De plus, durant la**
7 **période de rodage, des ajustements de nature technologique, commerciale et**
8 **opérationnelle pourront être apportés pour assurer l'atteinte des objectifs.**

42.2 Est-ce que Hilo a compensé le Distributeur pour le transfert de ses connaissances acquises ?

42.2.1 Sinon, veuillez expliquer en quoi le transfert à un tiers non réglementé, sans rémunération, des connaissances acquises par le Distributeur au nom et aux frais des consommateurs réglementés est conforme aux principes de la réglementation économique des monopoles naturels ?

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 2.6, 2.7 et 2.8 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

43. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 41 (R10.9)

Citation :

« Demande 10.9

Veuillez préciser les juridictions auxquelles le Distributeur réfère lorsqu'il affirme que les hypothèses avancées, tel que celle d'un taux de pénétration de 15 % du marché cible, sont « *réalistes et atteignables selon les taux de pénétration observés dans d'autres juridictions pour des offres de maisons intelligentes, incluant le contrôle de la charge de chauffage* » (référence (vi)). Veuillez fournir les références appropriées et commenter. »

Préambule :

3 Dans sa réponse, le Distributeur n'a pas fourni les références demandées.

Demande :

43.1 Veuillez fournir les références sur lesquelles le Distributeur s'appuie lorsqu'il affirme que les hypothèses avancées, telles que celle d'un taux de pénétration de 15 % du marché cible, sont « *réalistes et atteignables selon les taux de pénétration observés dans d'autres juridictions pour des offres de maisons intelligentes, incluant le contrôle de la charge de chauffage* ».

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 2.7 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6.**

44. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 41 (Tableau R-10.10)

Préambule :

Le tableau présente le nombre anticipé de participants pour chaque option de tarification dynamique pour chaque année pendant la période du Plan.

Demande :

44.1 Veuillez présenter un tableau similaire au Tableau R-10.10 pour les programmes de Hilo.

Réponse :

1 **Voir la section 2.3 du complément de preuve à la pièce HQD-4, document 1**
2 **(B-0017).**

45. Références : (i) B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18 (Tableau 3.2), (ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 49 (R-10.21)

Citation (B-0024) :

« Toutefois, le Distributeur estime que des chauffe-eau répondant aux critères antilégionelles devraient être disponibles commercialement en 2021. »

Demandes :

45.1 Veuillez préciser si les chauffe-eau répondant aux critères anti-légionelle seront commercialisés par Hilo, par d'autre entreprises privées, ou par les deux.

Réponse :

3 **Comme mentionné à la section 2.2 du complément de preuve à la pièce HQD-4,**
4 **document 1 (B-0017) et en réponse à la question 10.21 de la demande de**
5 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), Hilo**
6 **est responsable des choix technologiques et du rythme de déploiement des**
7 **mesures pour atteindre les cibles d'effacement convenues avec le Distributeur.**
8 **Par ailleurs, Hilo travaille actuellement à l'élaboration de l'offre pour le contrôle**
9 **de chauffe-eau répondant au critère antilégionelle et n'a pas encore défini le**
10 **modèle d'affaires qu'il entend mettre de l'avant pour cette technologie, ni**
11 **déterminé les segments visés et les paramètres des chauffe-eau qui seront**
12 **promus dans le cadre de cette offre.**

45.2 Est-ce que la mise en marché du chauffe-eau anti-légionelle visera uniquement le remplacement des chauffe-eau ordinaires à la fin de leur vie utile, ou également le remplacement des chauffe-eau ordinaires en bon état?

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 45.1.**

45.3 Veuillez fournir l'estimation du Distributeur (ou d'Hilo) de l'évolution de la pénétration du chauffe-eau anti-légionelle pendant la période du Plan.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 45.1.**

45.4 Veuillez confirmer que les mesures de Hilo de contrôler les charges du chauffage de l'eau s'appliquent uniquement aux chauffe-eau antilégionnelles.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la rubrique « Hilo » du tableau 3.3 de la pièce HQD-2,**
2 **document 3 (B-0009), les charges de chauffage de l'eau pourront**
3 **éventuellement s'ajouter, selon la disponibilité d'un produit répondant au**
4 **critère antilégionnelle.**

46. Référence : (i) B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18 (Tableau 3.2), (ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 50 (R-10.22)

Citation (réf, (ii)):

« Les projections présentées au tableau 3.2 ne comprennent que les usages pour la clientèle résidentielle. Le Distributeur n'a effectué aucune projection quant à une contribution d'Hilo provenant des marchés commercial, institutionnel et industriel au cours de la période visée par le Plan. »

Demande :

46.1 Est-ce que la réponse en Citation signifie que le Contrat avec Hilo se limite au secteur résidentiel? Sinon, veuillez décrire en détail le mandat de Hilo par rapport aux marchés commercial, institutionnel et industriel.

Réponse :

5 **Le contrat avec Hilo ne vise pour le moment que la clientèle résidentielle.**

47. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 50 (R-10.24)

Citation :

« 10.24 Tel qu'ordonné par sa décision D-2019-157, la Régie demande au Distributeur de présenter, selon les hypothèses qu'il a utilisées pour produire sa projection pluriannuelle du tableau 3.2 du Plan, la contribution respective de la chauffe résidentielle des espaces, de la chauffe résidentielle de l'eau et de la contribution de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle, en fournissant le nombre de participants par type de clientèle et par type de charge, tel que souligné à la référence (v), ainsi que les hypothèses d'effacement par participant et par type de charge.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.6. »

Préambule :

La réponse 10.6 ne répond pas à la demande 10.24 de la Régie.

Demande :

47.1 Veuillez présenter, selon les hypothèses utilisées pour produire la projection pluriannuelle du tableau 3.2 du Plan, la contribution respective de la chauffe résidentielle des espaces, de la chauffe résidentielle de l'eau et de la contribution de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle à la prévision de réductions de la demande, en fournissant :

- le nombre de participants par type de clientèle et par type de charge, et
- les hypothèses d'effacement par participant et par type de charge.

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse à la question 10.6 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), le**
3 **Distributeur n'a pas formulé d'hypothèses quant à la contribution de la chauffe**
4 **résidentielle des espaces et de l'eau.**

5 **Le contrat avec Hilo ne comporte pas de clauses quant à la contribution**
6 **spécifique de segments de clients ou usages. Hilo est responsable d'atteindre**
7 **les cibles de réduction de puissance convenues annuellement avec le**
8 **Distributeur et d'établir la contribution requise des différents usages ou types**
9 **de charge pour les atteindre.**

10 **Par ailleurs, comme mentionné en réponse à la question 10.22 de la même**
11 **demande de renseignements de la Régie, aucune contribution n'est attendue**
12 **de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle dans le présent plan**
13 **d'approvisionnement.**

48. Références : (i) Pièce B-0005, p. 12; (ii) Pièce B-0009, p. 21; (iii) Pièce B-0017, p. 5-6, (iv) et (v) Pièce B-0024, p. 29, réponses 9.1 et 9.1.1

Citation :

- (i) « Pour compenser la hausse attendue des besoins en puissance, le Distributeur entend prioriser le développement des mesures d'efficacité énergétique, en particulier les mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour toutes les catégories de clients.

Pour ce faire, il mettra notamment sur une nouvelle gamme de produits et services qui seront offerts à compter de 2020 par l'intermédiaire de la filiale Hilo d'Hydro-Québec. L'effacement de la demande en période de pointe sera réalisé au moyen d'outils technologiques qui permettront aux clients de gérer la consommation de certaines charges – principalement le chauffage. Il est prévu

que cette nouvelle offre pourrait réduire les besoins en puissance de plus de 600 MW d'ici 2028. » [nous soulignons]

- (ii) « La filiale Hilo d'Hydro-Québec assurera la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges. La livraison des services sera encadrée par un contrat de gré à gré entre la filiale et le Distributeur ».
- (iii) « Pour combler ses besoins en puissance et reporter l'acquisition d'approvisionnements de long terme, le Distributeur mise sur le développement de moyens de gestion de la demande de puissance (GDP). Il souhaite ainsi exploiter le potentiel de GDP pour toutes les catégories de clients, dont celui de la clientèle résidentielle, pour laquelle l'offre est plus limitée à ce jour.

(...)

Concrètement, Hilo offre un service clés en main de gestion de la demande d'électricité en périodes de pointe adapté aux besoins du Distributeur, tels qu'établis sur une base annuelle pour chacune des périodes hivernales. Pour ce faire, Hilo doit souscrire un nombre suffisant de participants et maintenir ce bassin actif afin de répondre aux besoins de puissance en périodes de pointe.

Le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins en MW effacés pendant les périodes de pointe du matin et du soir et à émittre à Hilo des avis pour des événements de GDP. Il doit également suivre rigoureusement les résultats obtenus en termes de réductions de puissance. Pour ce faire, il demande à Hilo de démontrer sa capacité à rencontrer ses exigences par la soumission annuelle de différents documents, notamment :

- un plan marketing 5 ans et ses mises à jour ;
- le suivi des conditions d'admissibilité des participants ;
- l'engagement en kW et en nombre de participants pour la prochaine année;
- le calcul de la réduction de puissance réalisée. »
(nous soulignons)

- (iv) « Demande :

9.1 Le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo, une filiale non réglemémentée en propriété exclusive d'Hydro-Québec (références (ii) et (iii)), pour déployer le nouveau moyen de gestion de la puissance décrit en référence (iii) comme mesure d'efficacité énergétique (référence (i)).

La Régie comprend que le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo et que ce choix a été effectué sans recours préalable à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Veuillez commenter la compréhension de la Régie.

Réponse :

La compréhension de la Régie est exacte. »
(nous soulignons)

- (v) « Demande :

9.1.1 Veuillez notamment justifier pourquoi, le cas échéant, le Distributeur considère que ce moyen de gestion de la puissance ne constitue pas un approvisionnement assujéti à ladite procédure. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la LRÉ. »

Demandes :

48.1 À la référence (iv), le Distributeur confirme que le contrat de gré à gré avec Hilo vise le déploiement de mesures d'efficacité énergétique. À la référence (i), il indique que cette nouvelle offre pourrait réduire les besoins en puissance de plus de 600 MW d'ici 2028. Veuillez expliquer pourquoi cette mesure n'est pas classée en réduction des besoins de la clientèle, dans la partie demande du bilan en puissance.

Réponse :

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

48.2 Quels sont les moyens de contrôle mis en place afin que le Distributeur puisse valider les réductions réellement causées par Hilo lors d'un événement de GDP?

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de**
3 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

48.3 À la référence (iii), il est indiqué d'une part que les besoins du Distributeur sont établis sur une base annuelle pour chacune des périodes hivernales, et d'autre part que le Distributeur émet des avis à Hilo pour des événements de GDP. Veuillez clarifier si Hilo s'engage à réduire systématiquement les besoins en puissance lors de toutes les périodes hivernales, ou uniquement en réponse à des avis ponctuels?

Réponse :

4 **Hilo s'engage à réduire la puissance pour chaque période d'hiver prévue au**
5 **contrat. La réduction de puissance engagée est communiquée au Distributeur**
6 **avant chaque période hivernale.**

1 **La réduction de puissance a lieu uniquement à la suite de la transmission d'un**
2 **avis émis à Hilo par le Distributeur préalablement à un événement de GDP. Elle**
3 **n'est donc effective qu'au cours de ces événements.**

48.4 Qui, du Distributeur ou d'Hilo, établira les paramètres applicables aux biens et services mis en marché par Hilo? Par exemple, qui établira les montants des aides financières pour l'installation des outils technologiques, le cas échéant? Qui décidera si l'effacement lors d'une période de pointe est volontaire ou obligatoire? Qui établira les conditions d'admissibilité des participants? Etc.

Réponse :

4 **Tous les paramètres applicables aux biens et services mis en marché par Hilo**
5 **sont sous sa responsabilité, sous réserve des conditions d'admissibilité**
6 **définies à la section 6 du contrat, déposé à l'annexe A de la pièce HQD-5,**
7 **document 3.**

48.5 À la référence (v), il est suggéré que le contrat avec Hilo n'est pas un contrat d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Veuillez :

48.5.1 confirmer que les besoins à la pointe selon le Bilan de Puissance (B-0009, Tableau 3.2) excèdent les approvisionnements d'électricité patrimoniale; et

Réponse :

8 **Le Distributeur le confirme.**

48.5.2 expliquer en quoi l'approvisionnement en puissance fournie par Hilo ne contribue pas à satisfaire les besoins en puissance des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.

Réponse :

9 **Les moyens de GDP, dont Hilo, permettent de repousser un appel d'offres pour**
10 **l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme en contribuant à**
11 **l'économie de ressources énergétiques. Toutefois, au sens de la LRÉ, il ne**
12 **s'agit pas de « contrats d'approvisionnement en électricité » requis afin de**
13 **satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité**
14 **patrimoniale.**

15 **Voir également les réponses aux questions 2.1 à 2.5 de la FCEI à la pièce HQD-5,**
16 **document 6.**

48.6 À la référence (v), il est indiqué que le service offert par Hilo consiste en une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur. Veuillez définir ce que le Distributeur entend par « ressources énergétiques présentement disponibles » en l'opposant à des ressources qui ne seraient pas disponibles.

48.6.1 Veuillez préciser la nature des ressources énergétiques auxquelles fait référence le Distributeur. S'agit-il des ressources physiques (p. ex. des plinthes électriques, chauffe-eau) ou considère-t-il le potentiel de réduction de la consommation comme une ressource énergétique? Veuillez élaborer sur votre réponse.

Réponse :

1 **Quand le Distributeur mentionne « une économie dans l'utilisation des**
2 **ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients », il fait**
3 **effectivement référence à une réduction de l'usage des équipements physiques**
4 **comme ceux destinés au chauffage des espaces ou de l'eau.**

48.7 Sachant que l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ), mentionné par le Distributeur à la référence (v), assimile le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique à un fournisseur d'électricité pour l'application de cet article :

48.7.1 Veuillez expliquer la compréhension du Distributeur de la relation entre l'efficacité énergétique (EÉ) et la gestion de la demande en puissance (GDP). La GDP est-elle une sous-catégorie de l'EÉ, ou un concept distinct? Toute initiative de GDP est-elle nécessairement une initiative d'EÉ ou est-ce que certaines initiatives de GDP sont des initiatives d'EÉ alors que d'autres ne le sont pas?

Réponse :

5 **Le Distributeur est d'avis que la question présente un caractère très théorique**
6 **et sans application pratique au présent dossier.**

7 **En effet, le Distributeur rappelle que ce n'est qu'aux fins de l'application de**
8 **l'article 74.1 de la LRÉ que le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique**
9 **pourra être assimilé à un fournisseur d'électricité. Il y a donc comme prémisse**
10 **à une telle assimilation le besoin de lancer un appel d'offres pour combler un**
11 **besoin.**

12 **Cette possibilité prévue à l'article 74.1 pour le promoteur d'un projet d'efficacité**
13 **énergétique n'a aucunement comme effet de restreindre la mise en place de**
14 **toute initiative, peu importe comment celle-ci est qualifiée (mesure d'efficacité**
15 **énergétique, offre tarifaire), qui vise une économie dans l'utilisation des**
16 **ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients.**

48.7.2 Comment le Distributeur détermine-t-il dans quels cas il aura recours ou non à la procédure d'appel d'offre visée à l'article 74.1 LRÉ pour acquérir des services de mise en marché et d'exploitation de produits et services d'efficacité énergétique? Sur quels critères ou circonstances base-t-il ce choix?

Réponse :

1 **Le Distributeur a recours à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de**
2 **la LRÉ lorsqu'il a un besoin à combler. Dans un tel cas, comme prévu à**
3 **l'article 74.1, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique pourra être**
4 **considéré comme un fournisseur d'électricité.**

48.7.3 Avant aujourd'hui, le Distributeur a-t-il déjà procédé sans appel d'offre pour l'acquisition de services de mise en marché et d'exploitation de produits et services d'efficacité énergétique? Dans quels cas?

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 67.2.**

48.8 Veuillez décrire l'interaction envisagée entre les mesures mises en place via Hilo et les options de tarification dynamique.

Réponse :

6 **Le Distributeur n'envisage aucune interaction entre l'offre Hilo et les options de**
7 **tarification dynamique puisque ces deux offres sont mutuellement exclusives.**

F. RI — Approvisionnements de court terme

49. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 17, Tableau 3.1

Préambule:

La ligne « Énergie additionnelle requise » inclut une catégorie « Dont achats en hiver », qui monte de 0,4 TWh en 2020 à 3,0 TWh en 2027.

Demandes :

49.1 Veuillez fournir des documents et chiffriers détaillés qui démontrent la dérivation de la prévision d'achats en hiver.

Réponse :

1 **La prévision des achats en hiver est établie en tenant compte uniquement des**
2 **quantités restantes à approvisionner au cours des mois de janvier, février, mars**
3 **et décembre d'une même année civile après avoir eu recours aux ressources**
4 **inscrites au bilan. Lorsque ces quantités dépassent 3,0 TWh, le Distributeur**
5 **considère présentement qu'elles ne peuvent être entièrement approvisionnées**
6 **par les marchés de court terme, et la portion au-dessus de ces 3,0 TWh se**
7 **retrouve alors dans la catégorie « Approvisionnement de long terme ». Voir**
8 **également la réponse à la question 18.1.**

49.2 Veuillez :

49.2.1 caractériser le degré de confiance dans la prévision des achats en hiver;
et

Réponse :

9 **La prévision des achats d'énergie en hiver repose sur la prévision des besoins.**
10 **Les aléas sur la demande ou climatologique peuvent entraîner des écarts par**
11 **rapport à cette prévision. Comme mentionné en réponse à la question 11.5, le**
12 **Distributeur présente, à la section 4.1 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009),**
13 **les achats d'énergie dans un scénario des besoins qui se situe à un écart type**
14 **au-delà du scénario moyen.**

49.2.2 fournir des fourchettes d'encadrement de cette prévision.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 11.5.**

Préambule :

En soustrayant la ligne « dont achats en hiver » de la ligne « Achats sur les marchés de court terme », on constate que les achats de court terme hors hiver sont de 0,0 TWh en 2020-21, et augmentent graduellement jusqu'à 0,3 TWh en 2027. Ensuite, ils augmentent rapidement jusqu'à 1,1 TWh en 2029.

49.3 Veuillez élaborer sur les facteurs qui expliquent les tendances décrites en préambule.

Réponse :

16 **Les achats prévus hors hiver augmentent graduellement, car une croissance**
17 **des besoins est prévue et que divers contrats arrivent à échéance**
18 **progressivement d'ici la fin de la période couverte par le Plan. C'est le cas de**
19 **plusieurs contrats de production à partir de la biomasse ou de production**
20 **éolienne octroyés à la suite des premiers appels d'offres, de même que les**
21 **contrats de base (350 MW) et cyclable (250 MW) avec le Producteur.**

G. Coûts évités de court terme

50. Référence : B-00032, HQD-4, doc. 4, page 5

Citation :

« 2.1 Signal de coût évité de l'énergie

Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

• 2020 à 2026 inclusivement :

o le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation ;

o le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation. [nos soulignés] »

Demandes :

50.1 Veuillez fournir une référence à l'explication la plus complète que le Distributeur aurait fournie dans un dossier antérieur de la méthode qu'il utilise pour fixer le signal de coût évité de court terme pour la période hivernale.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère notamment l'intervenant au document présenté lors de la**
2 **séance de travail du 26 septembre 2018, à la pièce HQD-4, document 3.1 révisé**
3 **(B-0051) du dossier R-4057-2018. De plus, le Distributeur explique sa**
4 **méthodologie de calcul des coûts évités au dossier R-4011-2017, en réponse à**
5 **la question 4.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie à la pièce**
6 **HQD-15, document 1.4 (B-0115).**

50.2 Veuillez confirmer que cette méthode se base sur les prix disponibles aux marchés externes pour l'ensemble des heures de l'hiver, plutôt que sur les heures précises où le Distributeur fait des achats.

Réponse :

7 **Le Distributeur confirme que cette méthode se base effectivement sur les prix**
8 **à terme du marché de court terme de New York, soit la meilleure prévision de**
9 **la valeur de l'énergie sur ce marché dont le Distributeur dispose pour les**
10 **années futures.**

11 **Le Distributeur souligne également que les prix en lien avec les achats**
12 **historiques sont influencés par les conditions de marché, le niveau de la**
13 **demande à alimenter, les enjeux sur la gestion des réseaux et autres facteurs**

1 **qui sont intrinsèques aux prix historiques obtenus ou observés. Ces conditions**
2 **ne se reflètent aucunement sur les prix futurs.**

50.3 Veuillez confirmer que, selon l'expérience du Distributeur, le coût moyen de ses achats de court terme sur une année est plus élevé que la moyenne des prix disponibles aux marchés externes sur l'ensemble des heures de l'hiver. Sinon, veuillez fournir des données pour justifier votre réponse.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

4 **Le Distributeur achète seulement un sous-ensemble des heures d'hiver qui est**
5 **plus fortement pondéré aux heures de pointe. Le coût moyen de ses achats est**
6 **donc plus élevé que la moyenne des prix pour l'ensemble des heures d'hiver.**

51. Référence : B-00032, HQD-4, doc. 4, page 7

Citation :

« Le tableau 1 présente la plus récente prévision de prix de la puissance d'ESAI Power LLC (ESAI). Le Distributeur souligne que ces données sont déposées sous pli confidentiel pour les motifs invoqués à la déclaration solennelle déposée au présent dossier. »

Demande :

51.1 Veuillez fournir une entente de non-divulgence pour permettre à la procureure et à l'expert du RNCREQ de prendre connaissance du rapport d'ESAI.

Réponse :

7 **L'entente de non-divulgence sera fournie à la procureure de l'intervenante,**
8 **selon la procédure habituelle.**

Avec la permission de la Régie, le RNCREQ souhaite pouvoir déposer des DDR confidentielles sur ce document après l'avoir consulté.

52. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, page 7

Citation :

« Au cours des dernières années, le marché de l'électricité de la région du Nord-Est des États-Unis a été caractérisé par un surplus de capacité de production. Ainsi, les prix de la puissance de court terme (prix UCAP) observés au cours de cette période, de même que ceux prévus pour l'hiver 2020-2021, sont faibles. Le prix bas prévu à l'hiver 2020-2021 est donc de toute évidence attribuable à des éléments de nature conjoncturelle.

Par contre, selon ESAI, la fermeture de la centrale nucléaire d'Indian Point et de la centrale au charbon de Somerset en 2020 aura un impact à la hausse sur les prix UCAP à New York. Il est donc prévu que les prix sur le NYISO vont croître de façon importante à l'hiver 2021-2022. Cependant, la baisse prévue des exportations vers la Nouvelle-Angleterre ainsi que le potentiel des importations de la Nouvelle-Angleterre en 2023 et les années suivantes devrait limiter l'ascension potentielle des prix UCAP. »

Demande :

52.1 Afin de clarifier la phrase soulignée, veuillez expliquer :

52.1.1 Quelles sont « les exportations vers la Nouvelle-Angleterre » qui sont prévues de baisser? Celles d'Hydro-Québec?

Réponse :

1 **L'affirmation citée dans la référence est pour toute la zone de la Nouvelle-**
2 **Angleterre qui est interconnectée avec celle de New York. La Nouvelle-**
3 **Angleterre a procédé à des appels d'offres afin d'obtenir plus d'énergie**
4 **produite avec des sources renouvelables, ce qui devrait réduire les besoins de**
5 **cette zone et les achats en provenance des marchés limitrophes.**

52.1.2 S'agit-il d'exportations d'énergie, de puissance ou des deux ?

Réponse :

6 **Le Distributeur précise, dans le contexte cité en référence, qu'il s'agit**
7 **d'exportations ayant un impact sur les besoins en puissance et donc sur les**
8 **prix de la puissance à court terme.**

53. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, page 8

Citation :

« Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. »

Demandes :

53.1 Veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour des produits de puissance. S'agit-il d'une règle du marché de New York?

Réponse :

9 **Le NYISO procède à des encans de puissance afin de sécuriser**
10 **l'approvisionnement des distributeurs d'énergie de l'État de New York. Ainsi,**
11 **pour s'assurer d'obtenir le meilleur prix, il cherche à avoir le plus grand nombre**
12 **de soumissionnaires possibles pour répondre à ses besoins en puissance et**

1 respecter le critère de fiabilité de la zone de contrôle. Pour cette raison, chacune
2 des zones déploie un mécanisme lui permettant de sécuriser ses
3 approvisionnements au moindre coût.

4 Au Québec, le Distributeur s'assure de la fiabilité de la zone de contrôle. Le
5 processus en place est celui des appels d'offres de court terme. Les
6 fournisseurs sur les marchés externes peuvent y participer. Toutefois, ils
7 doivent s'engager à retirer la puissance contractuelle de la zone où elle se situe
8 et à l'assigner au Distributeur.

9 Malgré l'interconnectivité des zones, elles sont chacune indépendantes dans
10 leur juridiction.

53.2 Est-ce que HQ Production ou une filiale américaine d'Hydro-Québec pourrait participer directement dans ces encans? Si oui, veuillez préciser les démarches qui seraient nécessaires afin de lui permettre d'y faire des achats de puissance pour le Distributeur. Sinon, veuillez préciser pourquoi.

Réponse :

11 Les entités non réglementées d'Hydro-Québec peuvent soumettre des offres
12 dans ces encans afin de vendre de la puissance auprès des différents ISO en
13 fonction des règles de marché établies par chacun d'eux. À la connaissance du
14 Distributeur, ces entités ne peuvent pas acheter de la puissance dans les
15 encans. À cet égard, voir la réponse à la question 53.1.

16 Toutefois, les entités non réglementées d'Hydro-Québec peuvent procéder à
17 des appels d'offres ou à des ententes bilatérales pour leurs besoins
18 commerciaux d'acquérir de la puissance et ainsi bonifier leurs bilans.

19 Le Distributeur réitère qu'il doit procéder par appel d'offres afin d'acquérir le
20 produit de puissance de court terme à moindre coût pour sa clientèle. Ce
21 faisant, même si les autres divisions ou entités d'Hydro-Québec pouvaient y
22 avoir accès, il n'y a aucune garantie que le Distributeur puisse en retirer un
23 quelconque service dans le contexte réglementaire québécois.

54. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, pages 9-10

Citation :

« 3.2.1 Coûts évités de transport

La considération d'un coût évité de transport repose sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de transport au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur ce réseau (notamment sur les postes).

Toutefois, l'attribution d'un coût évité de transport, de même que l'importance du coût attribué, est tributaire de plusieurs éléments.

Flexibilité et fiabilité

La part de la valeur du coût évité de transport associée à un programme est en partie tributaire de la disponibilité de ce programme au moment de la pointe globale du réseau. Ainsi, la contribution de chaque programme est évaluée selon ses modalités propres, afin de refléter sa contribution au bilan en puissance. Pour ce faire, on réduit le coût évité de transport du taux de réserve associé au programme aux fins de ce bilan. En effet, ce taux de réserve reflète la probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe, considérant notamment ses modalités.

(...)

Contrôle du déplacement de la charge

(...)

La fiabilité du produit et le contrôle de la reprise de la charge sont évalués pour chaque programme spécifiquement, en fonction de la courbe horaire précise avant, pendant et après les heures d'interruption. »

Préambule :

Il ressort de la section 3.2.1 que l'application des coûts évités de transport à un programme particulier de gestion de la puissance dépend des caractéristiques précises du programme.

Demandes :

54.1 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur procède pour déterminer les coûts évités de transport applicables à un programme particulier.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

54.2 Afin d'illustrer ce processus, veuillez expliquer en détail comment le Distributeur évalue les coûts évités de transport, ainsi que chacun des éléments détaillés dans la s. 3.2.1 (flexibilité et fiabilité, coïncidence avec la pointe du réseau, et contrôle du déplacement de la charge) pour :

54.2.1 Le programme (tarifaire) du crédit à la pointe critique; et

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

54.2.2 Le programme de GDP Affaires.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
6 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

55. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, pages 10-11

Citation :

« 3.2.2 *Coût évité de distribution*

Les principes justifiant l'attribution d'un coût évité de distribution à un programme sont comparables à ceux invoqués dans le cas du coût évité de transport. Toutefois, certaines caractéristiques de planification du réseau de distribution introduisent un élément distinctif important.

Coût évité associé à la pointe

À l'instar du coût évité de transport, la considération d'un coût évité de distribution repose en partie sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de distribution au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur le réseau de distribution. Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe. Les critères qui permettraient l'attribution de cette portion des coûts évités de distribution à un programme sont les mêmes que ceux invoqués pour les coûts évités de transport.

Coût évité associé à la reprise après panne

Le dimensionnement du réseau de distribution est établi sur la base de la demande lors d'une reprise en charge après une panne sur le réseau. Pour se voir attribuer un coût évité de distribution associé aux investissements liés à la reprise après panne, un programme doit permettre de contrôler la charge au moment d'une telle reprise. En d'autres termes, il doit permettre de remettre en charge, de façon graduelle, chacun des clients qui doivent être réalimentés. En l'absence d'un tel contrôle, un programme ne pourra se voir attribuer que le coût évité associé à la pointe.

Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 60 % des investissements en croissance sont associés à la gestion de la reprise après panne. »

Demandes :

55.1 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur procède pour déterminer les coûts évités de distribution applicables à un programme particulier.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

55.2 Afin d'illustrer ce processus, veuillez expliquer en détail comment le Distributeur évalue les coûts évités de distribution, ainsi que chacun des éléments détaillés dans la s. 3.2.2 (Coût évité associé à la pointe et le Coût évité associé à la reprise après panne) pour :

55.2.1 Le programme (tarifaire) du crédit à la pointe critique; et

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

55.2.2 Le programme de GDP Affaires.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

H. Coûts évités horaires

56. Référence : B-0021, HQD-4, doc. 2, page 3

Citation :

« Le Distributeur présente la méthodologie retenue pour établir les coûts évités horaires, soit :

- l'établissement de profils horaires, sur la base des prix historiques observés sur le marché de référence, soit New York, pour les cinq derniers hivers ; »

Demande :

56.1 Veuillez fournir, en format Excel (avec les formules intactes), les prix historiques observés sur le marché de New York pour les cinq derniers hivers utilisés par le Distributeur pour établir les coûts évités horaires, en précisant tout ajustement fait aux prix affichés par l'ISO-NY.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 15.8 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

57. Référence : (i) B-0021, HQD-4, doc. 2, page 3, (ii) D-2018-025, para 205 à 210, (iii) D-2019-027, para 330

Citation 1 :

« Le Distributeur présente la méthodologie retenue pour établir les coûts évités horaires, soit :

- (...)
- le calcul de coûts évités horaires, en appliquant les profils horaires au coût évité de court terme pour la période d'hiver (décembre à mars). Ce dernier correspond au coût évité dont la méthodologie a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2019-027 (paragraphe 330), basé sur les prix à terme des marchés de court terme de New York. »

Citation 2 (D-2018-025) :

« [205] Selon la Régie, plusieurs critiques d'intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire, L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut

éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGÉE) :

...

[206] C'est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. ... Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « *métriques simples et stables* », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur96.

[208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégré proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.

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

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

Citation 3 (D-2019-027) :

« [330] Finalement, la Régie approuve les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur. »

Demandes :

57.1 Veuillez confirmer que le Distributeur n'a jamais fait suite à la demande exprimée par la Régie en D-2018-025 d'entreprendre — en dossier distinct ou dans le cadre d'un dossier tarifaire — un débat sur l'utilisation des coûts évités et les méthodologies de leur fixation.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015) du dossier tarifaire**
2 **suitant la décision D-2018-025 (dossier R-4057-2018 phase 1) où il présente**
3 **notamment la méthodologie détaillée utilisée dans le cadre de l'établissement**
4 **des coûts évités en réseau intégré, et où il répond aux préoccupations de la**
5 **Régie à l'égard de l'utilisation des coûts évités. Le Distributeur a également**
6 **organisé une séance de travail, le 26 septembre 2018, afin d'échanger sur ces**
7 **éléments avec la Régie et les intervenants.**

8 **À cet égard, le Distributeur souligne que dans la décision D-2019-027 (citée en**
9 **préambule), la Régie approuve les coûts évités en énergie et en puissance**
10 **proposés par le Distributeur (voir les paragraphes 330, 340, 351 et 360 de cette**
11 **décision).**

57.2 Veuillez confirmer que, en D-2019-027, la Régie a « approuv(é) les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur », mais n'a pas commenté la méthodologie utilisée.

Réponse :

1 **Le Distributeur considère que l'approbation de la Régie à l'égard des coûts**
2 **évités en énergie de court terme dans la décision D-2019-027 constitue une**
3 **reconnaissance implicite de la méthodologie utilisée pour leur établissement.**

58. Référence : B-0021, HQD-4, doc. 2, page 4

Citation :

« 2.1 Établissement des profils horaires

Deux profils horaires d'hiver ont été établis :

1. Profil horaire des jours ouvrables du mois de janvier

Afin de tenir compte de la valeur plus marquée de l'énergie pour les heures de fine pointe, le Distributeur a établi le profil horaire des prix pour les jours ouvrables du mois de janvier, lesquels représentent le moment où un moyen de gestion de fine pointe (disponible pour un nombre d'heures maximal de 100 heures) est le plus susceptible d'être appelé.

2. Profil horaire de l'ensemble des heures de l'hiver

Un second profil horaire a été établi en utilisant les prix observés pour l'ensemble des heures de l'hiver. Les coûts évités qui en découlent seront utiles dans le cadre d'analyses portant sur un moyen disponible pour un nombre d'heures supérieur à 100 heures.

Pour établir les profils horaires, un ratio pour chacune des heures est calculé en divisant le prix moyen de chaque heure par le prix moyen de l'ensemble des heures de l'hiver. Ainsi :

$$\text{Ratio du prix observé à l'heure } h = \frac{\text{Prix moyen observé à l'heure } h}{\text{Prix moyen observé pour l'ensemble des heures de l'hiver}}$$

Le prix moyen observé à l'heure h correspond à la moyenne des prix des jours ouvrables du mois de janvier, pour le premier profil, et à la moyenne des prix de l'ensemble des heures de l'hiver, pour le second profil. Dans tous les cas, les prix moyens correspondent à la moyenne des cinq derniers hivers. »

Demandes :

58.1 Veuillez confirmer que le « ratio du prix observé à l'heure h », pour le premier profil, représente la moyenne des prix à l'heure h de l'ensemble des jours ouvrables du mois de janvier des 5 dernières années, divisé par la moyenne des prix pour l'ensemble des heures de l'hiver des 5 dernières années.

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme.**

58.2 Veuillez confirmer que le « ratio du prix observé à l’heure h », pour le deuxième profil, représente la moyenne des prix à l’heure h de l’ensemble des jours de l’hiver des 5 dernières années, divisé par la moyenne des prix pour l’ensemble des heures de l’hiver des 5 dernières années.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

59. Référence : B-0021, HQD-4, doc. 2, page 7, Tableau 1

Citation :

**TABLEAU 1 :
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES**

	Profil horaires (ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l’hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l’hiver
h1	0,9	0,7	4,6	3,6

Demandes :

59.1 Veuillez confirmer que, pour l’heure h1 :

59.1.1 la moyenne des prix en janvier (sur cinq ans) était 90% de la moyenne des prix de l’ensemble des heures d’hiver (aussi sur cinq ans);

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme, mais précise que ce pourcentage est arrondi au**
3 **10 % près, puisque la valeur affichée au tableau de la référence n’affiche qu’une**
4 **décimale.**

59.1.2 la moyenne des prix sur tout l’hiver (sur cinq ans) était 70% de la moyenne des prix de l’ensemble des heures d’hiver (aussi sur cinq ans).

Réponse :

5 **Le Distributeur le confirme, mais précise que ce pourcentage est arrondi au**
6 **10 % près, puisque la valeur affichée au tableau de la référence n’affiche qu’une**
7 **décimale.**

59.2 Veuillez confirmer que l’heure h1 commence à minuit et termine à 00h59.

Réponse :

8 **Le Distributeur le confirme.**

I. Besoins d'achats de court terme

60. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 65, Figure 8.1

Préambule :

La figure montre les courbes de puissances classées de 2021 et 2029, comparée à celle de l'électricité patrimoniale.

Demande :

60.1 Quelles sont les conclusions que le Distributeur tire de cette figure?

Réponse :

1 **La figure 8.1 permet de constater que le profil annuel de l'électricité**
2 **patrimoniale ne suit pas exactement le profil des besoins du Distributeur. En**
3 **effet, l'écart entre l'électricité patrimoniale et les besoins est plus grand à**
4 **certains moments, particulièrement pour les périodes où les besoins sont les**
5 **plus importants.**

61. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 66-67, Tableaux 8.2 à 8.5

Préambule :

Les figures indiquent les courbes des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2020, 2021, 2022 et 2029.

Demandes :

61.1 Veuillez fournir les données illustrées par ces quatre (4) figures en format Excel.

Réponse :

6 **Les données demandées ont déjà été déposées sous la cote B-0011**
7 **(Exigences).**

61.2 Veuillez fournir également les courbes des puissances classées des profils horaires pour chaque année entre 2023 et 2028, inclusivement, en format Excel.

Réponse :

8 **Les courbes de puissances classées du profil horaire des approvisionnements**
9 **additionnels requis pour les années 2023 à 2028 n'apporteront pas**
10 **d'informations significatives supplémentaires au dossier en cours dans la**
11 **mesure où celles des années 2020, 2021, 2022 et 2029 permettent d'illustrer déjà**
12 **les tendances à long terme, à savoir le nombre croissant d'heures où des**

1 achats additionnels seront nécessaires, ainsi que l'évolution de l'ampleur des
2 approvisionnements requis.

61.3 Veuillez expliquer en détail comment ces données ont été produites.

Réponse :

3 Les approvisionnements additionnels horaires requis pour une année donnée
4 sont issus de la procédure décrite en réponse à la question 18.1.1. Ils sont
5 ensuite classés en ordre décroissant pour produire la courbe de puissance
6 classée de l'année correspondante.

61.4 Plus spécifiquement, veuillez préciser si les achats décrits dans chacun de ses tableaux représentent une année prévisionnelle précise (avec une demande précise pour chaque heure), la moyenne d'un certain nombre d'années prévisionnelles, ou autre chose.

Réponse :

7 Oui, les approvisionnements additionnels requis présentés dans chacune des
8 figures sont établis pour chacune des années prévisionnelles.

61.5 Veuillez préciser, pour chaque année de 2020 à 2029 inclusivement, le nombre total de MWh d'achats de court terme selon ces prévisions, ainsi que le nombre de MWh d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI).

Réponse :

9 Les approvisionnements additionnels requis en énergie par année ainsi que
10 l'électricité patrimoniale inutilisée pour chaque année sont présentés dans le
11 bilan d'énergie, au tableau 3.1 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), page 17.

61.6 Veuillez préciser, pour chaque année de 2020 à 2029 inclusivement, le prix unitaire moyen estimé pour ces achats ainsi que leur coût total.

Réponse :

12 Les coûts unitaires pour les approvisionnements additionnels requis en
13 énergie sont présentés au tableau 10.1 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009),
14 page 77. Toutefois, la ligne a été malencontreusement intitulée
15 « Approvisionnements de court terme en énergie » alors qu'elle regroupe
16 l'ensemble des approvisionnements additionnels requis en énergie (de court et
17 de long termes), ce qui peut porter à confusion. Le Distributeur présente le
18 tableau 10.1 corrigé au tableau R-61.6.

TABLEAU R-61.6 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS
(TABLEAU 10.1 DE B-0009 CORRIGÉ)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Approvisionnement totaux										
Quantité (TWh)	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Prix (\$/MWh)	35,44	36,19	36,94	37,68	38,38	39,14	39,83	39,85	41,08	41,91
Coûts (M\$)	6 754,5	7 032,6	7 278,0	7 468,0	7 662,2	7 800,7	7 862,4	7 843,1	8 139,7	8 294,9
Approvisionnement patrimoniaux										
Quantité (TWh)	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Prix (\$/MWh)	27,99	28,46	28,95	29,44	29,94	30,45	30,97	31,49	32,03	32,57
Coûts (M\$)	4 830,0	4 979,2	5 105,2	5 205,7	5 319,8	5 393,3	5 441,3	5 584,8	5 717,2	5 807,0
Approvisionnement postpatrimoniaux										
Quantité (TWh)	18,0	19,4	20,6	21,3	21,9	22,2	21,7	19,5	19,7	19,6
Prix (\$/MWh)	106,9	107,5	107,7	108,8	110,0	112,3	112,4	115,4	120,0	121,9
Coûts (M\$)	1 924,5	2 053,4	2 172,9	2 262,3	2 342,4	2 407,4	2 421,1	2 258,3	2 422,6	2 487,8
• Approvisionnement de long terme en énergie ¹										
Quantité (TWh)	17,6	18,4	19,1	19,4	19,6	19,0	18,6	15,1	13,6	12,9
Prix (\$/MWh)	106,90	107,47	107,72	108,80	109,95	112,26	112,35	115,43	120,04	121,87
Coûts (M\$)	1 879,1	1 982,0	2 058,2	2 112,2	2 152,7	2 128,8	2 084,4	1 742,1	1 629,6	1 567,7
• Énergie additionnelle requise										
Quantité (TWh)	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	4,3	6,0	6,7
Prix (\$/MWh)	55,35	60,35	64,72	67,43	68,57	70,97	73,61	78,99	85,21	88,22
Coûts (M\$)	22,2	48,2	86,2	116,3	147,7	213,9	219,6	342,1	513,3	593,7
• Approvisionnement en puissance										
Coûts (M\$)	23,3	23,2	28,5	33,8	42,0	64,6	117,0	174,1	279,7	326,5

¹ Inclut l'A/O 2015-01 (500 MW avec HQP)

1 **Jusqu'en 2026 inclusivement, il n'y a pas d'approvisionnements additionnels**
 2 **requis de long terme en énergie et, par conséquent, les prix des années 2020 à**
 3 **2026 reflètent uniquement les coûts unitaires en énergie de court terme.**

4 **À partir de l'année 2027, des achats sont prévus au-delà de 3 TWh en hiver.**
 5 **Ceux-ci sont évalués au coût évité de long terme (voir la pièce HQD-4,**
 6 **document 4 [B-0035]). La portion des approvisionnements additionnels requis**
 7 **au-delà des 3 TWh augmentant rapidement à la fin de l'horizon du Plan et à un**
 8 **prix plus élevé, les coûts moyens unitaires s'accroissent également fortement.**

61.7 Veuillez :

61.7.1 Confirmer que ces prévisions incluent les ventes de Développement de marchés telles que décrites à la page 13 de B-0007, dont notamment des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux Chaînes de blocs; et

Réponse :

9 **Le Distributeur le confirme.**

61.7.2 Fournir des graphiques (et les données correspondantes en format Excel) qui reflètent l'attribution de seulement 60 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01, tel que mentionné à B-0024, p. 17 (R7.2).

Réponse :

1 **Les courbes de puissances classées du profil horaire des approvisionnements**
2 **additionnels requis pour les années 2020, 2021, 2022 et 2029 du scénario**
3 **déposé en réponse à la question 7.3 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024) sont présentées dans les**
5 **tableaux R-61.7.2-A à R-61.7.2-D. Par ailleurs, les données sont déposées dans**
6 **le fichier Excel HQD-05-07_R-61_R-62.xlsx.**

TABLEAU R-61.7.2-A :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2020 – HQD-5, DOCUMENT 1 (B-0024), R-7.3

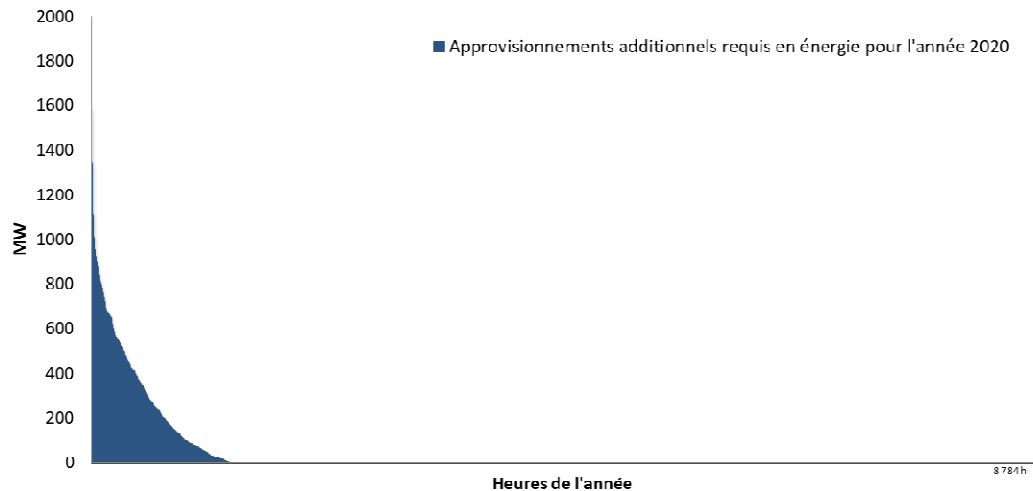


TABLEAU R-61.7.2-B :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2021 – HQD-5, DOCUMENT 1 (B-0024), R-7.3

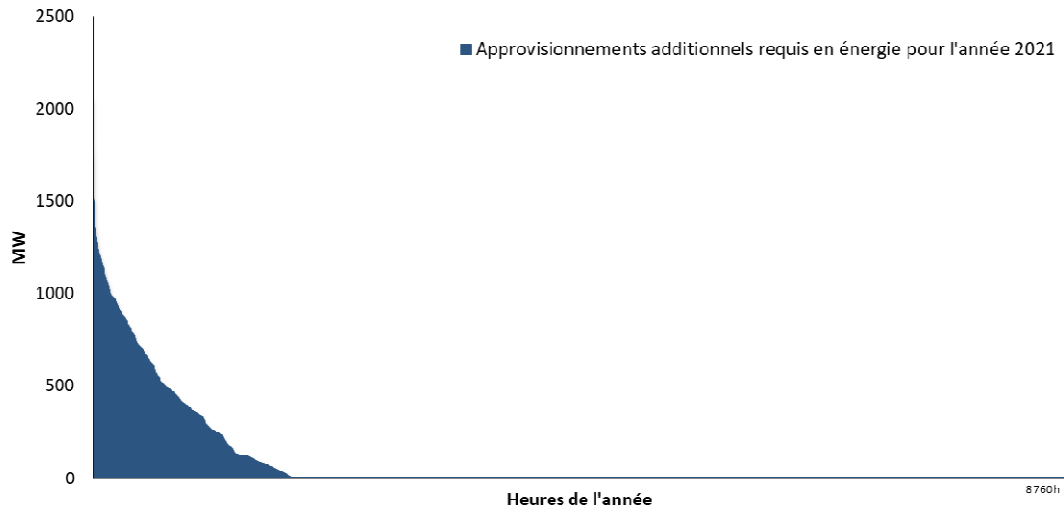


TABLEAU R-61.7.2-C :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2022 – HQD-5, DOCUMENT 1 (B-0024), R-7.3

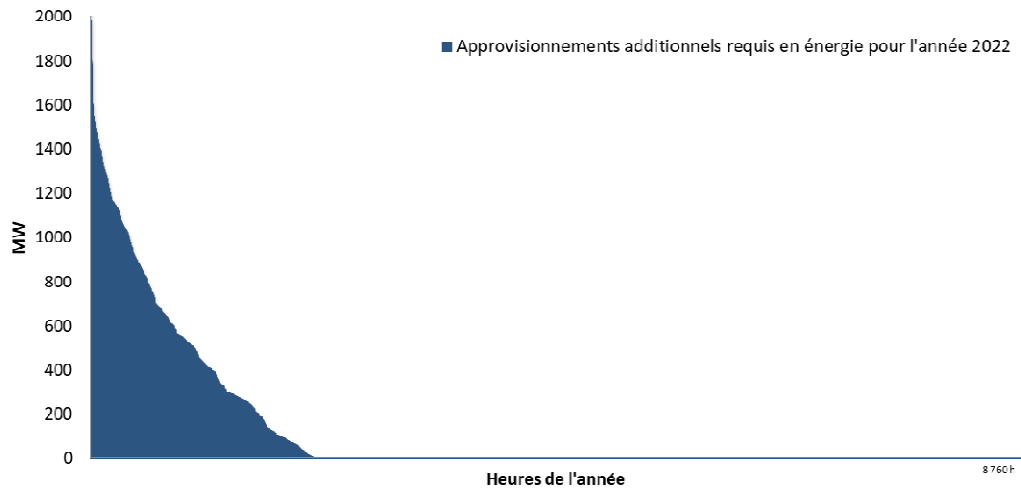
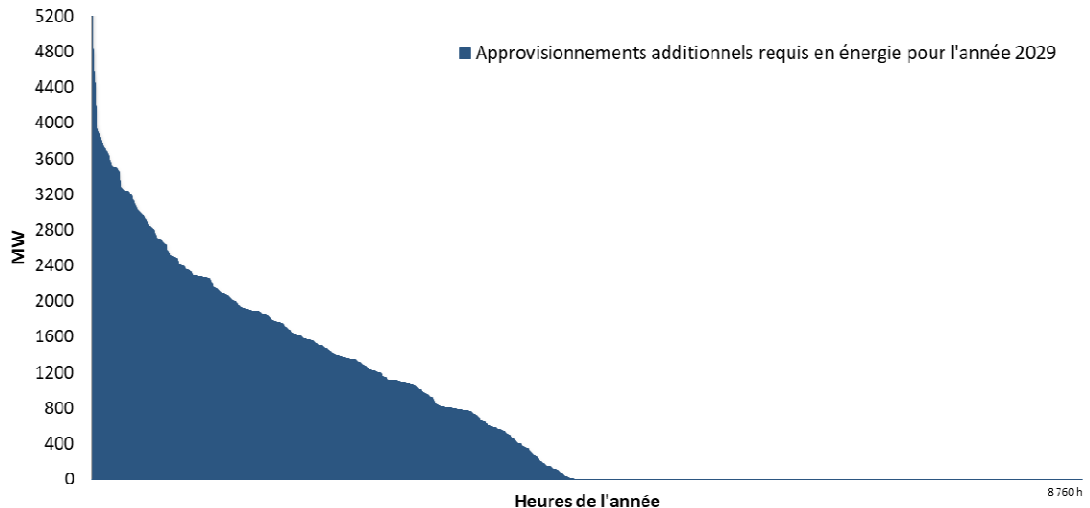


TABLEAU R-61.7.2-D :
**COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2029 – HQD-5, DOCUMENT 1 (B-0024), R-7.3**



Préambule :

Les figures indiquent que les achats maximaux de court terme dans une seule heure augmenteront d'environ 1 100 MW en 2020 jusqu'à environ 4 000 MW en 2029, et que le nombre d'heures où il y aura des achats de court terme augmentera d'environ 1 300 (15% des heures de l'année) en 2020 à 58 % (58% des heures de l'année) en 2029.

61.8 Veuillez élaborer sur les facteurs qui expliquent l'augmentation importante a) du nombre de MW d'achats de court terme requis dans les heures de fine pointe, et b) du nombre d'heures par année où des achats de court terme seront requis, de 2020 à 2029.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 49.3. Voir également la section 1.3 de la pièce**
- 2 **HQD-2, document 2 (B-0007).**

62. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 68-69, Figures 8.6 à 8.8

Préambule :

Les figures indiquent les valeurs horaires maximales d'achats, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2020, 2021 et 2022.

Demandes :

62.1 Veuillez fournir les données illustrées par ces trois (3) figures en format Excel.

Réponse :

1 **Les données demandées ont déjà été déposées sous la cote B-0011**
2 **(Exigences).**

62.2 Veuillez fournir également les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour chaque année entre 2023 et 2029 inclusivement, en format Excel.

Réponse :

3 **Les valeurs maximales pour 2029 sont déposées dans le fichier Excel**
4 **HQD-05-07_R-61_R-62.xlsx. Par ailleurs, la figure pour 2029 est présentée**
5 **également en réponse à la question 18.3 de la demande de renseignements n° 1**
6 **de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

7 **Aux fins de l'examen du Plan d'approvisionnement 2020-2029, les valeurs**
8 **horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les**
9 **années 2023 à 2028 n'apporteraient guère d'information supplémentaire, les**
10 **quatre figures déjà déposées illustrant parfaitement la tendance à court et à**
11 **long termes.**

62.3 Veuillez expliquer en détail comment ces données ont été produites.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 4.7 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6. Pour**
13 **chacun des mois d'une année donnée, la puissance horaire maximale à**
14 **approvisionner est extraite pour produire le graphique de cette même année.**

62.4 Veuillez préciser, pour chaque année de 2020 à 2029 inclusivement, le prix unitaire moyen estimé pour ces achats, sur une base mensuelle.

Réponse :

15 **Les prix des achats de court terme en énergie sont basés sur la moyenne des**
16 **prix à terme sur le marché de New York d'avril 2019, auxquels s'ajoutent les**
17 **frais de courtage, les frais de sortie et les coûts des émissions des gaz à effet**
18 **de serre.**

19 **En planification, pour chacune des années de 2021 à 2029, la moyenne des prix**
20 **pour les quatre mois d'hiver est utilisée. Pour cette raison, il n'y a aucune**
21 **variation mensuelle.**

22 **Pour l'année 2020, des prix en pointe et hors pointe différents selon les mois**
23 **sont appliqués pour chacun des achats prévus sur une base horaire. Le**
24 **Distributeur considère toutefois que l'information présentée au tableau est**
25 **suffisante pour l'analyse du dossier.**

1 **Le Distributeur invite l'intervenant à se référer également à la réponse à la**
2 **question 61.6 pour de plus amples informations.**

62.5 Veuillez :

62.5.1 Confirmer que ces prévisions incluent les ventes de Développement de marchés telles que décrites à la page 13 de B-0007, dont notamment des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux Chaînes de blocs; et

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

62.5.2 Fournir des graphiques (et les données correspondantes en format Excel) qui reflètent l'attribution de seulement 60 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01, tel que mentionné à B-0024, p. 17 (R7.2).

Réponse :

4 **Le Distributeur présente aux figures R-62.5.2-A à R-62.5.2-D les valeurs horaires**
5 **maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années**
6 **2020, 2021, 2022 et 2029 respectivement du scénario de la pièce HQD-5,**
7 **document 1 (B-0024), pages 17 à 19, tableau R-7.3. Par ailleurs, les données**
8 **correspondantes sont déposées dans le fichier Excel**
9 **HQD-05-07_R-61_R-62.xlsx.**

FIGURE R-62.5.2-A :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2020 – PIÈCE B-0024, R-7.3

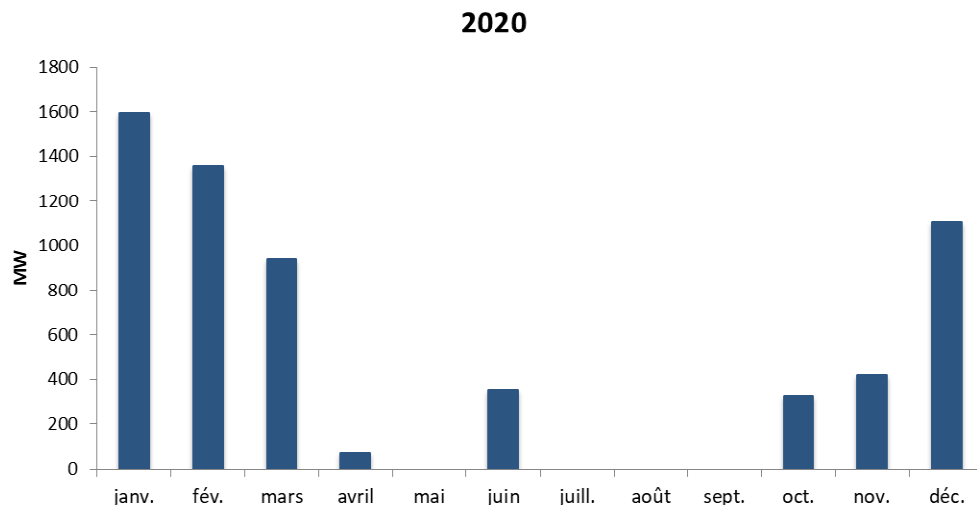


FIGURE R-62.5.2-B :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2021 – Pièce B-0024, R-7.3

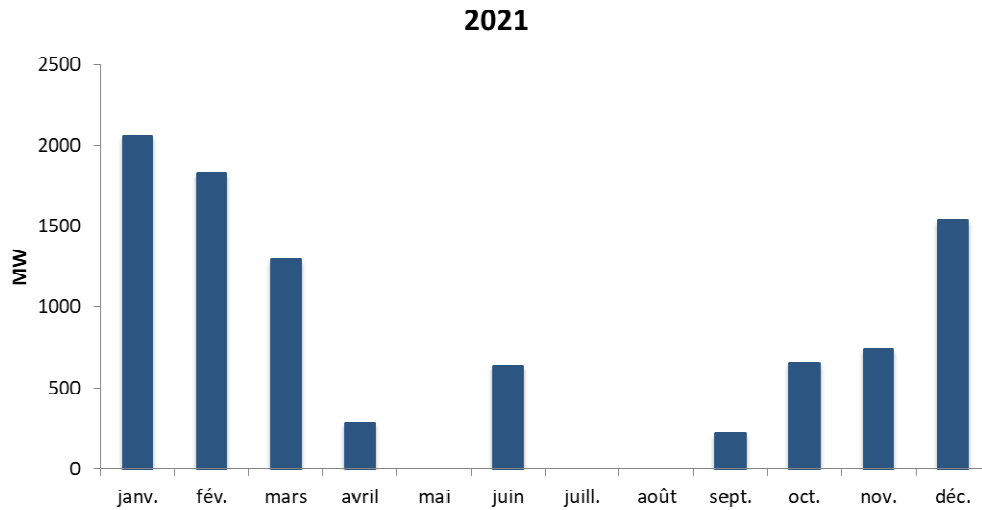


FIGURE R-62.5.2-C :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2022 – PIÈCE B-0024, R-7.3

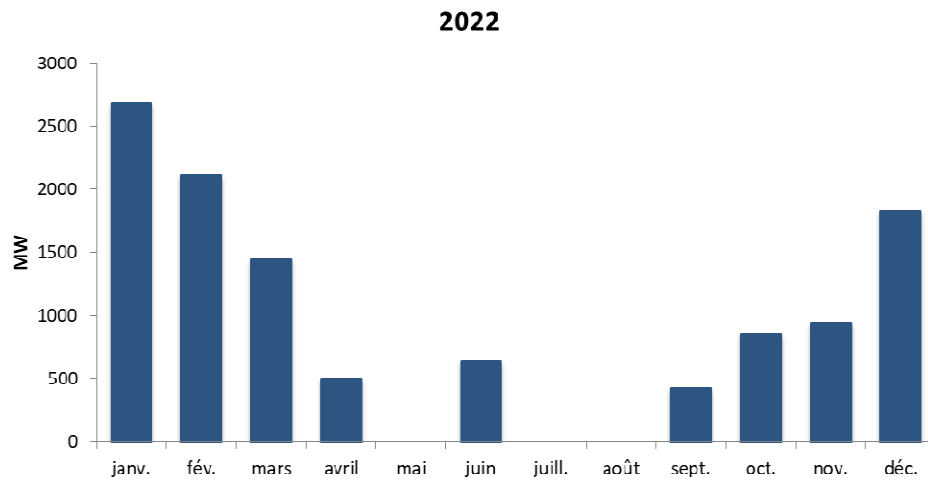
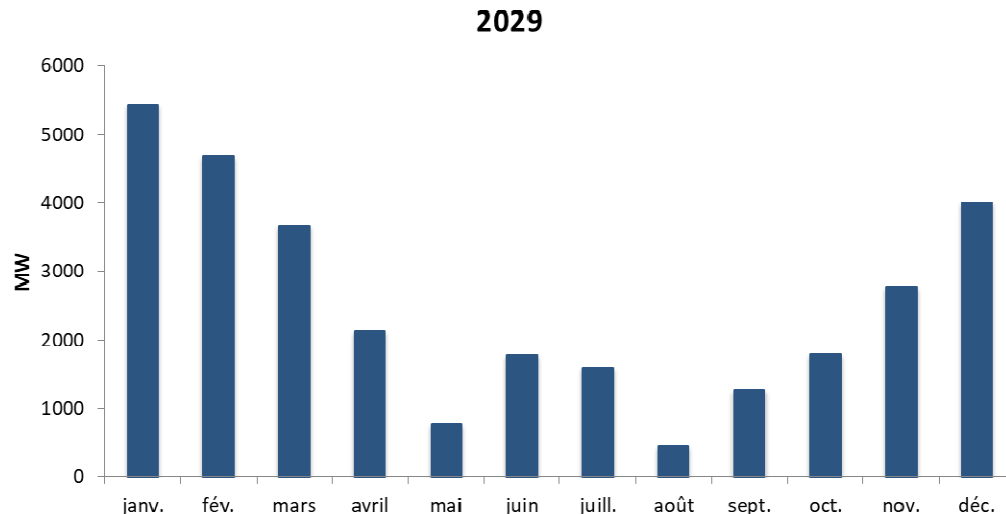


FIGURE R-62.5.2-D :
VALEURS HORAIRE MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2029 – PIÈCE B-0024, R-7.3



Préambule :

Les Figures 8.6 à 8.8 semblent indiquer des augmentations importantes d'achats de court terme durant certains mois (p. ex. janvier, mars, avril et juin), mais non durant d'autres mois (p. ex. mai, juillet, août et décembre).

62.6 Veuillez :

62.6.1 décrire les tendances illustrées par les Figures 8.6 à 8.8 ainsi que par les chiffres fournis en réponse à la Demande 62.2.

Réponse :

1 **Les figures 8.6 à 8.8 sont cohérentes avec la croissance du besoin pour de**
2 **l'énergie additionnelle, comme expliqué en réponse à la question 49.3.**

3 **Le Distributeur invite également l'intervenant à se référer à la pièce HQD-2,**
4 **document 2 (B-0007), section 1.3, pages 14 à 16, qui explique l'évolution du**
5 **contexte de la demande à la base de cette croissance plus forte pendant les**
6 **mois d'hiver.**

62.6.2 élaborer sur les raisons qui expliquent ces tendances.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 62.6.1.**

63. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 73, Tableau 9.1

Préambule :

Le tableau indique que le volume d'électricité patrimoniale inutilisée a augmenté de 1 à 2 TWh en 2010-11, de 4 à 7 TWh en 2012-14, et de 10 à 12 TWh en 2015-18.

Demande :

63.1 Veuillez expliquer les facteurs qui expliquent l'évolution du volume d'électricité patrimoniale inutilisée décrite en préambule.

Réponse :

1 **La mise en service des différents contrats découlant des décrets**
2 **gouvernementaux et un recul de la demande industrielle principalement**
3 **observé dans le secteur des pâtes et papiers expliquent en grande partie le**
4 **niveau d'électricité patrimoniale inutilisée.**

64. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 77, Tableau 10.1

Demandes :

64.1 Veuillez expliquer en détail la source et dérivation des valeurs pour le coût unitaire (\$/MWh) des achats de court terme, qui augmentent de 55,35\$/MWh en 2020 jusqu'à 88,22\$/MWh en 2029.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 61.6.**

64.2 Veuillez préciser si ces coûts sont en dollars nominaux ou constants.

Réponse :

6 **Les coûts présentés au tableau 10.1 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009)**
7 **sont nominaux.**

J. Réseaux Autonomes — Besoins et stratégies

65. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, pages 33 (Tableau 5.1), 37 et 38

Citation (p. 37-38):

« Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit admissible à l'ensemble des interventions en efficacité énergétique, le Distributeur a déployé beaucoup d'efforts afin d'adapter cette offre aux besoins spécifiques de chaque réseau autonome. Ainsi, afin de maximiser l'adhésion de ces clientèles, le Distributeur préconise une approche par projet, ce qui signifie par exemple qu'une nouvelle intervention en efficacité énergétique pourrait être déployée au sein d'un seul réseau pour une période définie. Le Distributeur compte maintenir cette approche, car elle

permet d'accompagner les clients dans leurs démarches du début à la fin, de concentrer les efforts et de rejoindre le plus de clients possible. »

Préambule :

Le Tableau 5.1 du même document indique qu'il y a déjà deux réseaux autonomes avec des marges de puissance négatives, et que, d'ici 2023-24, le nombre augmentera à six (6).

Demande :

65.1 Est-ce que le Distributeur considère la mise en place de programmes ou d'autres interventions en efficacité énergétique applicables spécifiquement aux communautés où la marge de puissance est très faible ou négative? Veuillez élaborer sur votre réponse.

Réponse :

1 **Faisant suite à l'étude de potentiel en efficacité énergétique pour le Nunavik, le**
2 **Distributeur procède actuellement à son analyse et pourrait ajouter à son offre**
3 **toutes mesures en efficacité énergétique qui s'avèrent rentables et**
4 **commerciallement réalisables.**

66. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, page 38

Citation :

« Les travaux effectués par l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du Nunavik se sont poursuivis. Le potentiel en économies d'énergie est plus élevé que prévu. Les résultats totaux seront connus en fin d'année 2019, soit à la date où prendra fin cette intervention. »

Demandes :

66.1 Veuillez identifier l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du Nunavik.

Réponse :

5 **L'entreprise Réal Bouchard Inc. a été mandatée pour la réalisation du**
6 **programme.**

66.2 Veuillez expliquer comment cet entrepreneur a été choisi. Si c'était par appel d'offres ou appel de propositions, veuillez en fournir les détails. Sinon, veuillez expliquer pourquoi un appel d'offres ou de propositions n'a pas été jugé requis, et fournir des détails sur la procédure qui a été utilisée.

Réponse :

1 **Un appel de propositions a été lancé en juin 2017, lequel a généré plusieurs**
2 **soumissions. Le contrat a été octroyé en octobre 2017 à la firme retenue.**

67. Référence : B-010, HQD-3, doc. 1, page 39

Citation :

« Au cours de l'année 2019, les programmes d'isolation des entretoits des habitations résidentielles de Schefferville, de La Romaine et de l'île d'Anticosti n'ont pu être poursuivis comme prévu en 2018. Les soumissions reçues dans le cadre des appels de propositions ne permettaient pas au Distributeur de déployer les mesures de façon rentable. »

Demandes :

67.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a fait un appel de propositions pour la livraison des programmes d'isolation des entretoits des habitations résidentielles de Schefferville, de La Romaine et de l'île d'Anticosti.

Réponse :

3 **Comme mentionné dans le préambule, le Distributeur confirme avoir fait un**
4 **appel de propositions pour la livraison des programmes dans ces trois réseaux**
5 **autonomes.**

67.2 Existe-t-il des cas où le Distributeur a engagé un promoteur pour livrer un programme d'efficacité énergétique sans passer par un appel d'offres ou un appel de propositions? Le cas échéant, veuillez fournir des détails.

Réponse :

6 **Le Distributeur, dans la mesure du possible, procède par appel de propositions**
7 **lorsqu'il doit recourir à des partenaires externes pour la réalisation de ses**
8 **interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.**

9 **Toutefois, étant donné le nombre limité de firmes pour effectuer certaines**
10 **activités, notamment celles liées à des audits énergétiques et à la formation sur**
11 **les bâtiments en réseaux autonomes, le Distributeur a dû procéder par le biais**
12 **d'un contrat de gré à gré avec un fournisseur.**

13 **Dans tous les cas, le Distributeur précise qu'il respecte les encadrements**
14 **d'Hydro-Québec en matière d'approvisionnement de biens et de services**
15 **externes.**

68. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, page 40

Citation :

« Quaqtq »

Le projet pilote de production d'énergie solaire de 20,4 kW est en opération depuis l'hiver 2018 sur le site de la centrale thermique de Quaqaq. Plusieurs milliers de litres de diesel ont été économisés à la centrale depuis sa mise en service.

Un autre projet pilote incluant une batterie de 600 kWh est aussi en service depuis la fin de l'année 2018. Il s'agit du premier système de stockage déployé dans un réseau autonome d'Hydro-Québec.

Un troisième projet pilote a également été mis en service en septembre 2019, avec l'appui de la Société d'habitation du Québec et de Transition énergétique Québec (TEQ). Ce projet pilote consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci. Ces installations permettront notamment d'optimiser la consommation énergétique des maisons réduisant ainsi la consommation de diesel à la centrale de Quaqaq. Le projet pilote vise ainsi deux objectifs précis : l'évaluation économique et la performance de ce type de solution en réseau autonome. »

Demandes :

68.1 Veuillez fournir copie d'un rapport sur le projet pilote de production d'énergie solaire à Quaqaq qui fait état des résultats tant en termes énergétiques qu'économiques.

Réponse :

- 1 **Les résultats concernant la production des panneaux solaires à Quaqaq ainsi**
2 **que la quantité de diesel économisée sont les suivants :**
- 3 • **La production est de 21 863 kWh (1 072 kWh/kW) pour 2018 et de**
4 **20 311 kWh (996 kWh/kW) pour 2019.**
 - 5 • **L'économie en diesel est de 6 042 L pour 2018 et de 5 494 L pour 2019.**

68.2 Veuillez fournir copie d'un rapport sur le projet pilote incluant une batterie de 600 kWh qui fait état des résultats tant en termes énergétiques qu'économique.

Réponse :

- 6 **Le but de ce projet pilote est de valider la faisabilité et l'exploitabilité d'un**
7 **système de stockage par batterie dans le Nunavik. Depuis la mise en service de**
8 **la batterie, le Distributeur poursuit ses travaux afin d'optimiser son intégration**
9 **avec la centrale diesel. Les expériences acquises avec cette installation**
10 **permettront d'augmenter la performance des autres projets similaires à venir.**

68.3 Veuillez fournir copie d'un rapport sur le projet pilote qui consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci qui fait état des résultats tant en termes énergétiques qu'économique.

Réponse :

- 11 **Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter les résultats du projet pilote,**
12 **car il est en cours d'évaluation. Il est prématuré d'en présenter les résultats.**

68.3.1 Veuillez fournir des détails sur le type de stockage électrochimique utilisée dans ce projet pilote.

Réponse :

- 1 **La demande de l'intervenant dépasse le cadre de l'examen d'un plan**
2 **d'approvisionnement, notamment en raison du niveau de détails demandé.**

K. RA — Îles-de-la-Madeleine

69. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, pages 25 (Tableau 3.1), 26, 56 (Tableau 7.3-1-A) et 74 (Tableau 7.5-1-A)

Citation (p. 26) :

« L'augmentation marquée des besoins jusqu'en 2025 pour les Îles-de-la-Madeleine s'explique par la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue du raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré, ceux-ci sont exclus des calculs, ce qui explique les variations observées dans les tableaux 3.1 et 3.2. »

Préambule :

Le Tableau 3.1 indique que, entre 2025 et 2026, les besoins en énergie des Îles-de-la-Madeleine tomberont de 215,1 GWh à 1 GWh, puis resteront inchangés jusqu'à 2029.

Le Tableau 7.3-1-A ne fournit aucune prévision de la demande pour Cap-aux-Meules à partir de 2026.

Demandes :

69.1 Étant donné que la décision de procéder au raccordement des Îles-de-la-Madeleine (IDLIM) au réseau intégré n'a encore été approuvée, veuillez :

69.1.1 compléter le Tableau 3.1 en indiquant les prévisions des besoins des IDLM en énergie et en puissance jusqu'à la fin de la période couverte par le Plan ; et

Réponse :

- 3 **Le tableau R-69.1.1 présente la prévision des besoins en énergie et en**
4 **puissance pour les Îles-de-la-Madeleine (IDLIM) jusqu'à la fin de la période**
5 **couverte par le Plan.**

**TABLEAU R-69.1.1 :
 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE POUR LES IDLM**

en GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	199.7	203.0	205.3	207.9	210.5	213.5	215.1	220.4	228.7	237.7	244.0	44.4	2.0%
Nunavik	98.9	102.1	104.6	106.9	128.0	131.3	133.8	136.6	139.3	142.4	144.6	45.7	3.9%
Basse-Côte-Nord	90.5	91.2	91.1	76.1	76.2	76.6	76.3	76.4	76.5	76.9	76.6	-13.9	-1.6%
Schefferville	51.1	52.1	52.7	53.5	54.2	55.1	55.5	56.1	56.6	57.4	57.7	6.6	1.2%
Haute-Mauricie	15.1	15.3	15.5	15.7	15.9	16.2	16.3	16.5	16.8	17.0	17.2	2.1	1.3%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

69.1.2 compléter les Tableaux 7.3.1-A et 7.5.1-A en indiquant les prévisions des besoins des IDLM en énergie et en puissance jusqu’à la fin du période couverte par le Plan.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-69.1.2 correspond au tableau 7.3.1-A du Plan d’approvisionnement**
- 2 **qui présente la prévision de la demande pour le réseau Cap-aux-Meules avec le**
- 3 **raccordement au réseau intégré en 2025.**

**TABLEAU R-69.1.2 :
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d’abonnements résidentiels	6,838	6,877	6,902	6,922	6,938	6,947	6,952	6,956	6,956	6,954	6,948	0.2%
Ventes (GWh)	177.17	180.16	182.15	184.52	186.77	189.47	190.92	195.65	203.07	211.04	216.71	2.0%
<i>dont résidentiel</i>	100.32	102.64	104.38	106.39	108.34	110.57	111.93	116.01	122.38	129.11	134.08	2.9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21.56	21.92	22.17	22.45	22.73	23.06	23.23	23.81	24.71	25.68	26.37	
Besoins en énergie (GWh)	198.73	202.08	204.31	206.97	209.50	212.53	214.15	219.46	227.78	236.72	243.09	2.0%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	43.71	44.62	45.45	46.25	47.00	47.74	48.46	51.13	53.75	56.44		2.9%

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utilisation efficace de l’énergie :											
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	46.26	44.51	42.16	39.82	37.48	35.14	32.79	27.38	18.88	10.39	3.07
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	14.63	13.88	13.13	12.38	11.63	10.88	10.13	7.41	4.69	1.97	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Pour l’hiver commençant en décembre de l’année indiquée.

- 4 **Les données du tableau 7.5.1-A, qui présente le bilan en puissance du réseau**
- 5 **Cap-aux-Meules, ne sont pas présentées une fois le raccordement au réseau**
- 6 **intégré effectué. Ce tableau ne contient que les données du réseau lorsqu’il est**
- 7 **autonome. Une fois raccordé au réseau intégré, le bilan en puissance pour Cap-**
- 8 **aux-Meules fait partie du bilan du réseau intégré.**

69.2 Veuillez commenter les implications de la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l’électricité en vue du raccordement au réseau intégré, devant un scénario où, pour une raison ou pour une autre, ce raccordement n’aurait pas lieu.

Réponse :

1 **La conversion des systèmes de chauffage au mazout d'ici le raccordement au**
2 **réseau intégré étant limitée aux systèmes en fin de vie, la centrale sera en**
3 **mesure de suffire à la croissance de la charge associée. Dans l'éventualité de**
4 **l'abandon du projet de raccordement, le Distributeur mettrait tout en œuvre**
5 **pour convertir le réseau des IDLM vers une source d'énergie alternative plus**
6 **propre et moins coûteuse que celle existante. Une telle solution pourrait aussi**
7 **inclure la conversion des systèmes de chauffage du mazout à l'électricité.**

70. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, page 39

Citation :

« En vue du raccordement au réseau intégré en 2025 pour la clientèle desservie par la centrale de Cap-aux-Meules, le Distributeur prévoit, dans le cadre de cette transition, un accompagnement adapté des clients résidentiels inscrits au PUEÉ. Quant à la clientèle Affaires, le Distributeur procédera, en continu, à la mise en place d'interventions en efficacité énergétique selon une approche sur mesure et adaptée à chaque client. »

Demandes :

70.1 Veuillez élaborer sur les intentions du Distributeur à l'égard d'un « accompagnement adapté ».

Réponse :

8 **D'emblée, le Distributeur précise qu'il n'est pas dans son intérêt ni celui du**
9 **client de réaliser la conversion du système de chauffage vers l'électricité avant**
10 **le raccordement des IDLM au réseau intégré. Les clients continuent donc de**
11 **bénéficier du PUEÉ.**

12 **L'accompagnement adapté se décline de différentes façons selon la situation.**
13 **Le Distributeur s'assure que l'entretien et dépannage des équipements au**
14 **combustible pour la clientèle résidentielle soient faits et en défraie les coûts.**
15 **Toutefois, pour les clients dont les équipements de chauffage au combustible**
16 **sont brisés et considérés irréparables, le Distributeur va s'assurer que le client**
17 **bénéficie d'une l'évaluation permettant d'optimiser le choix de ses équipements**
18 **de chauffage à l'électricité, d'un appui financier pour leur achat et de conseils**
19 **en efficacité énergétique. Il en sera de même pour tous les clients une fois les**
20 **IDML raccordées au réseau intégré.**

21 **Voir également la réponse à la question 70.2.**

70.2 Veuillez expliquer les conséquences économiques d'un raccordement pour un ménage qui chauffe à l'huile.

Réponse :

1 **Le Distributeur offre une compensation financière sur la facture de mazout**
2 **équivalent à un prix inférieur de 30 % de ce qu'il en coûterait pour une facture**
3 **électrique pour le chauffage de l'air et de l'eau. Ainsi, une conversion des**
4 **systèmes de chauffage principaux au mazout par des équipements électriques**
5 **entraînerait une augmentation de 30 % de la facture énergétique. Pour atténuer**
6 **l'impact de cette hausse, le Distributeur offre une compensation régressive sur**
7 **5 ans ainsi que des appuis financiers pour l'installation des équipements à**
8 **l'électricité.**

70.3 Veuillez également expliquer les conséquences économiques d'un raccordement pour un ménage qui aurait installé de l'autoproduction photovoltaïque.

Réponse :

9 **Un autoproducteur situé aux IDLM, dont la puissance maximale appelée est de**
10 **50 kW et moins, est actuellement admissible à l'option III de mesurage net.**
11 **Compte tenu des Tarifs actuellement en vigueur, une fois que le raccordement**
12 **des IDLM au réseau principal sera mis en service, ce client serait plutôt**
13 **admissible à l'option I de mesurage net, diminuant ainsi la valeur de l'électricité**
14 **injectée.**

71. Référence : (i) B-0031, HQD-4, doc. 3, pages 4 et 6, (ii) D-2020-018 para 32-33

Citation 1 (D-2020-018):

« [32] La Régie considère que le Distributeur doit démontrer sommairement que ce projet répond aux orientations reliées au plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes vers des sources d'énergie renouvelables (techniquement réalisable, économiquement rentable, acceptable d'un point de vue environnemental et accueilli favorablement par la communauté).

[33] La Régie précise cependant que le niveau d'information requis pour les coûts dans le cadre d'un plan d'approvisionnement n'est pas le même que celui exigible dans le cadre de l'examen d'une demande d'autorisation d'un projet en vertu de l'article 73 de la Loi. » (nos soulignés)

Citation 2 (page 4) :

« Une démonstration complète du respect des quatre critères sera effectuée au moment où Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet. À ce stade-ci du Projet, le Distributeur est en mesure de faire une démonstration préliminaire que trois des quatre critères sont respectés. Le Distributeur pourra se prononcer davantage sur le critère de réduction des coûts au terme de l'avant-projet actuellement en cours. En effet, compte tenu de la période qui s'écoulera d'ici le dépôt de la demande d'autorisation, diverses spécificités techniques pourraient évoluer. » (nos soulignés)

Citation 3 (page 6) :

« Réduction des coûts d'approvisionnement

Lors de son annonce en mai 2018, la réalisation du Projet pour 2025 permettait au Distributeur d'entrevoir une réduction de ses coûts d'approvisionnement. Afin de préciser l'ampleur de ces économies, il a demandé au Transporteur de réaliser un avant-projet afin d'obtenir une évaluation des coûts du scénario de raccordement.

Entre les mois d'octobre 2018 et d'avril 2019, des mouillages océanographiques ont été installés près des côtes gaspésienne et madelinienne à des profondeurs de 10 m et de 100m pour recueillir les données nécessaires aux analyses. Hydro-Québec a également procédé à des relevés géophysiques en mer dans la zone d'étude en mai et juin 2019.

Les méthodes de protection des câbles seront déterminées ultérieurement, en fonction de la nature du fond marin et de la protection nécessaire contre les risques extérieurs. Différentes options sont envisageables, dont l'enfouissement, l'enrochement, le matelas de béton et la coquille de fonte.

Les coûts pourraient varier en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes du milieu. Au terme de l'étude d'avant-projet, le Distributeur disposera d'une estimation plus précise des coûts de raccordement et donc de la réduction attendue des coûts d'approvisionnement aux IDLM. Il aura également une meilleure appréciation des risques inhérents au Projet. »

Demandes :

71.1 Veuillez préciser où, dans le Complément de preuve, le Distributeur démontre que la solution proposée est « économiquement rentable ».

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 24.1 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.2 Est-ce que le Distributeur a procédé à une analyse économique comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes? Le cas échéant, veuillez :

71.2.1 Précisez la nature des autres solutions étudiées, ainsi que les valeurs utilisées (p. ex. MW installés de différentes ressources de production et de gestion de la puissance, etc.);

Réponse :

2 **La demande de l'intervenant est prématurée. Voir la réponse à la question 24.2**
3 **de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.2.2 Expliquer la nature de l'analyse économique entreprise par le Distributeur avant de retenir la solution proposée;

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 24.1 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.2.3 Précisez le coût en capital pour la solution retenue qui a été utilisée dans l'analyse économique, ainsi que les autres hypothèses de calcul (p. ex. taux d'escompte, durée de l'amortissement, coûts annuels de O&M, etc.);

Réponse :

1 **La demande de l'intervenant est prématurée. Voir la réponse à la question 24.1**
2 **de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.2.4 Précisez les coûts annuels découlant de cet investissement pour chacune des premières 20 années après sa mise en service,

Réponse :

3 **La demande de l'intervenant est prématurée. Voir la réponse à la question 24.1**
4 **de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.2.5 Précisez l'augmentation des revenus requis du Transporteur découlant de cet ajout, pour les années 1 à 20 après sa mise en service;

Réponse :

5 **La demande de l'intervenant est prématurée. Voir la réponse à la question 24.1**
6 **de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.2.6 Produire une copie de l'analyse économique faite par le Distributeur comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes.

Réponse :

7 **La demande de l'intervenant est prématurée. Voir la réponse à la question 24.2**
8 **de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.3 Si le Distributeur n'a pas encore procédé à une analyse économique comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 24.2 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

71.4 Notamment, veuillez expliquer comment il a pu prendre une décision de cette envergure sans procéder auparavant à une analyse économique comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 24.2 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**