

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

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
DOSSIER R-4110-2019

COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDES CHARGES

Question 1 :

Références:

- (i) B-0021, p. 3
- (ii) B-0021, p. 5, figure 1
- (iii) B-0021, p. 6, figure 2
- (iv) B-0021, p. 7, tableau 1

Préambule :

(i)

« Cette approche permet de répondre à l'objectif de refléter la valeur de l'énergie pour les périodes de plus forte charge, mais est plus flexible et résultera en des coûts évités davantage applicables que des coûts évités pour 100 heures et pour 300 heures. En effet, les coûts évités horaires pourront être utilisés dans les analyses de produits présentant des caractéristiques diverses, notamment en termes de plages horaires et de nombre d'heures de disponibilité. » (Nous soulignons)

La FCEI constate que le Distributeur propose une approche qui diffère de la demande formulée par le Régie. Bien qu'elle ne soit pas fermée à la notion de profil horaire proposée par le Distributeur, elle souhaite s'assurer de bien en comprendre l'application. De plus, elle évalue que cette approche conduira vraisemblablement à une sous-estimation du véritable coût évité en puissance pour les 100 heures de plus grandes charges et à une surestimation de celui-ci pour les 300 heures de plus grandes charges.

Remarque préliminaire du Distributeur :

- 1 **Le Distributeur souligne qu'il est en désaccord avec la conclusion de**
- 2 **l'intervenante énoncée au préambule quant à la sous ou surestimation du coût**
- 3 **évitée en puissance pour les 100 ou 300 heures de plus grandes charges.**
- 4 **D'emblée, il rappelle que la méthodologie proposée vise à établir des coûts**
- 5 **évités en énergie de court terme, et non en puissance, à la demande de la Régie.**

1 Ces coûts évités en énergie pourraient permettre, par exemple, d'estimer la
2 valeur pour le Distributeur du déplacement d'une consommation d'une période
3 de pointe à une période hors pointe. Ils ne visent en aucun cas à se substituer
4 à l'utilisation du coût évité de puissance (exprimé, donc, en \$/kW) aux fins
5 d'évaluation de la valeur d'un moyen de gestion de la demande en puissance
6 (GDP).

7 Le Distributeur réitère qu'il considère que la méthodologie proposée est celle
8 la plus à même d'offrir un signal de coût représentatif aux fins d'analyse
9 économique de programmes ou mesures visant des heures d'utilisation
10 spécifiques, en ce qui a trait au volet énergie de cette analyse.

Questions :

1.1 Afin de faciliter la compréhension de la proposition du Distributeur et, à partir des données de la référence (iv), veuillez présenter le calcul détaillé du coût évité pour un moyen de pointe (donc ne pouvant être appelé que lors des deux périodes de pointe du matin et du soir) disponible 100 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 15.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

1.2 Afin d'illustrer l'impact du nombre d'heures de disponibilité sur le calcul du coût évité, veuillez présenter le calcul correspondant pour un moyen de pointe (visant donc les mêmes plages horaires) disponible 300 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 15.3 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

1.3 Afin d'illustrer l'impact des plages horaires sur le calcul du coût évité, tel que mentionné à la référence (i), veuillez présenter le calcul correspondant pour un moyen callable, peu importe l'heure du jour et disponible 300 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.

Réponse :

13 **Dans le cadre d'analyses portant sur un moyen disponible un nombre limité**
14 **d'heures en hiver, soit 300 heures par exemple, le Distributeur pourrait poser**
15 **des hypothèses sur les plages horaires où le moyen est le plus susceptible**
16 **d'être appelé, soit essentiellement pour les périodes de pointe du matin et du**
17 **soir. En effet, si le moyen est disponible pour un nombre limité d'heures, il ne**
18 **sera vraisemblablement appelé qu'au cours de ces périodes.**

1 Afin d'illustrer l'impact des plages horaires sur le calcul du coût évité, le
2 Distributeur propose deux exemples différents de plages horaires :

3 1) hypothèse d'appel aux heures 7 à 9 et 17 à 20 ;
4 2) hypothèse d'appel aux heures 7 à 10 et 17 à 21.

5 Dans le premier exemple, la moyenne des coûts évités horaires spécifiques aux
6 heures proposées génère un coût évité de 6,1 ¢/kWh.

7 Dans le deuxième exemple, la moyenne des coûts évités horaires spécifiques
8 aux heures proposées génère un coût évité de 6,0 ¢/kWh.

9 Dans le cadre de cet exemple précis, le Distributeur souligne que l'ajout d'une
10 heure aux plages du matin et du soir résulte en un écart de 0,1 ¢/kWh.

1.4 Afin d'illustrer l'impact des plages horaires sur le calcul du coût évité, tel que mentionné à la référence (i), veuillez présenter le calcul correspondant pour un moyen appelable en tout temps et disponible 300 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 1.3.

1.5 Veuillez donner des exemples de caractéristiques autres que les plages horaires et le nombre d'heures de disponibilité qui pourrait influencer le coût évité.

Réponse :

12 Le Distributeur considère que les plages horaires et le nombre d'heures de
13 disponibilité du moyen considéré sont les principales caractéristiques qui
14 influencent la valeur du coût évité. Toutefois, l'évaluation de certains moyens,
15 notamment de gestion de la demande en puissance, devra également prendre
16 en compte leur profil de reprise en charge ou de préchauffage.

1.6 Veuillez présenter le coût évité découlant de cette approche pour chacun des outils de gestion de la demande en puissance inscrits au bilan du Distributeur.

Réponse :

17 Les analyses économiques portant sur les moyens de GDP inscrits au bilan ont
18 déjà été déposées, s'il y a lieu, dans les dossiers antérieurs et avec les coûts
19 évités en vigueur à ce moment. Comme ces moyens ont déjà été approuvés par
20 la Régie, l'information demandée dépasse le cadre d'analyse du Plan, puisque
21 le Distributeur n'a pas à réaliser cet exercice.

1 **Par ailleurs, le Distributeur rappelle, comme il l'indique à sa remarque en**
2 **préambule des réponses à la présente série de questions, que l'analyse de la**
3 **valeur d'un moyen de GDP repose d'abord sur le coût évité en puissance,**
4 **incluant les coûts évités de transport et de distribution le cas échéant, et non**
5 **sur le coût évité en énergie.**

1.7 Veuillez reproduire les références (ii) à (iv) en utilisant non pas les jours ouvrables de janvier, mais plutôt les 14 jours de l'hiver (donc environ 100 heures de pointe) présentant les plus grandes demandes de pointe.

Réponse :

6 **Le Distributeur rappelle que la demande de renseignements d'un intervenant**
7 **ne vise pas à faire faire sa preuve par le Distributeur. À cet égard, le niveau de**
8 **détail demandé (refaire l'ensemble de la preuve selon les paramètres retenus**
9 **par l'intervenant) dépasse le rôle du Distributeur.**

10 **À titre informatif, le Distributeur souligne que les heures de plus fortes charges**
11 **sont fréquemment observées lors des jours ouvrables du mois de janvier. Par**
12 **conséquent, le profil du mois de janvier est approprié pour établir les coûts**
13 **évités horaires à utiliser dans l'analyse d'un moyen disponible un nombre limité**
14 **d'heures.**

1.8 Veuillez faire de même en utilisant les 45 jours de l'hiver (donc environ 300 heures de pointe) présentant les plus grandes demandes.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 1.7.**

HILO

Question 2

Références :

- (i) B-0024, pp. 29 et 30, réponse 9.1
- (ii) Loi sur la Régie de l'énergie, article 74.1
- (iii) B-0024, p. 41, réponse 10.9
- (iv) B-0024, pp. 39 et 40, réponse 10.6
- (v) B-0024, p. 44, réponse 10.12
- (vi) B-0024, p. 19, tableau R-7.3
- (vii) B-0033, annexe E

Préambule :

(i)

« 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.

Les arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 s'appliquent *mutatis mutandis* :

[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois. »

(ii)

« **74.1.** Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment :

1. permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;
2. accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoient que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; » (Nous soulignons)

(iii)

« 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.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur réitère qu'une pénétration de 15 % du marché cible ne représente que 6 % de l'ensemble des ménages québécois. Le taux de pénétration retenu pour Hilo s'appuie sur des données de marchés plus matures, tels que les marchés européen et américain. Des ajustements aux taux de pénétration observés ont été faits pour tenir compte des particularités du marché québécois, par exemple les bas tarifs, l'énergie de source renouvelable ou la chauffe principalement électrique. » (Nous soulignons)

(iv)

« 10.6 Veuillez préciser si le marché cible d'Hilo est constitué essentiellement des 1,5 million de clients Propriétaires-TAE-Maisons-Plex au tarif D chauffant des superficies moyennes de 2 157 pi², selon le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* de la référence (vii).

Réponse :

Hilo livrera les cibles de réduction de puissance convenues annuellement avec le Distributeur. Pour ce faire, Hilo déterminera quelle est la contribution des différents types d'habitation, segments de clients ou usages. Considérant les résultats des projets pilotes, le Distributeur constate que la réduction de puissance visée de 2 kW par client participant est cohérente avec une priorité placée sur les habitations de grande taille. Cependant, Hilo est la mieux placée pour effectuer le choix des segments visés ou des mesures. Le Distributeur n'a pas effectué d'analyse sur le potentiel d'attrait et le taux de pénétration du programme Hilo auprès spécifiquement des propriétaires-TAE Maisons-Plex au tarif D, des locataires, des propriétaires de condos ou de toute autre catégorie.

De même, il n'a pas formulé d'hypothèses quant à la contribution de la chauffe de l'espace ou de l'eau. » (Nous soulignons)

(v)

« 10.19 Veuillez fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé.

Réponse :

[...]

Dans l'intervalle, le Distributeur s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et environnementaux plus difficilement quantifiables à ce stade, mais rendus possibles par les technologies mises en place par Hilo. Le déploiement de cette infrastructure technologique pérenne en aval du compteur par Hilo permettra d'élargir graduellement la gamme de services selon les besoins du réseau d'Hydro-Québec. Cette infrastructure permettra en outre d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service d'Hydro-Québec, le tout, dans le respect de hauts standards de sécurité. » (Nous soulignons)

Questions:

2.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la position du Distributeur est à l'effet que l'entente avec Hilo n'est pas soumise à la procédure d'appel d'offres parce qu'elle a été conclue à un moment où il n'était pas requis d'acquérir de la puissance additionnelle et que, par conséquent, elle ne vise pas à rencontrer des besoins additionnels, mais à économiser les ressources présentement disponibles.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que l'entente avec Hilo n'est pas soumise à la**
2 **procédure d'appel d'offres, mais pas pour le motif invoqué dans la question. En**
3 **effet, cette entente vise à économiser les ressources présentement disponibles.**
4 **Il n'y a donc pas besoin de recourir à la procédure d'appel d'offres, qui**
5 **s'applique lorsqu'il y a un moyen d'approvisionnement additionnel à acquérir.**

2.2 Veuillez confirmer que la position du Distributeur est à l'effet que, si l'entente avec Hilo avait été conclue à un moment où il était requis d'acquérir de la puissance additionnelle pour répondre au besoin de puissance, elle aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres.

Réponse :

6 **L'affirmation de l'intervenant ne représente pas la position du Distributeur. Voir**
7 **la réponse à la question 2.1**

2.3 Considérant que le plan d'approvisionnement prévoit un besoin de puissance additionnel en 2025 et que l'impact de Hilo s'étend au-delà de cet horizon, veuillez indiquer qu'elle est l'horizon de temps pertinent pour déterminer que l'appel d'offres ne vise pas à combler un besoin additionnel.

Réponse :

1 **Cette question repose sur une prémisse erronée. Voir les réponses aux**
2 **questions 2.1 et 2.2.**

2.4 Veuillez confirmer que les besoins de puissance additionnelle prévus pour les années 2025 et suivantes sont en excès de l'électricité patrimoniale.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

4 **Le besoin pour un approvisionnement additionnel en puissance qui apparaît à**
5 **partir de l'hiver 2025-2026 est établi en tenant compte de la contribution**
6 **attendue de la part de l'ensemble des moyens existants et planifiés, incluant**
7 **celle d'Hilo. Les moyens de gestion de la demande de puissance permettent de**
8 **repousser le besoin pour un approvisionnement additionnel, qui doit être**
9 **acquis par appel d'offres.**

10 **Voir également la réponse à la question 2.3.**

2.5 Veuillez confirmer qu'en l'absence de Hilo au bilan en puissance, ce dernier présenterait un besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance dès 2022-2023, voire même dès 2021-2022.

Réponse :

11 **Le Distributeur confirme que le retrait d'Hilo, sans autres modifications au bilan**
12 **de puissance, aurait pour impact de devancer le besoin pour un nouvel**
13 **approvisionnement en puissance. Toutefois, il précise que des ajustements**
14 **pourraient être apportés à la contribution de certains moyens inclus dans son**
15 **bilan pour faire face à une hausse des besoins ou une réduction de la**
16 **contribution d'un moyen. Notamment, la contribution des moyens additionnels**
17 **potentiels pourrait être devancée, tout comme le déploiement des rappels**
18 **d'énergie pourrait être revu.**

2.6 Veuillez confirmer que pour obtenir de la puissance dans la zone du Québec en 2022 ou 2023, un appel d'offres devrait être lancé dès à présent. Sinon veuillez indiquer à quel moment devrait être lancé un tel appel d'offres.

Réponse :

1 **Comme précisé dans le Plan d’approvisionnement, le Distributeur considère**
2 **que les appels d’offres doivent être lancés au moins quatre ans avant la mise**
3 **en service des installations visées.**

4 **Voir également la réponse à la question 2.5.**

2.7 Relativement à la référence (iii), veuillez identifier chacun des marchés matures utilisés de même que son taux de pénétration propre.

Réponse :

5 **Le Distributeur présente au tableau R-2.7 l’information demandée.**

TABLEAU R-2.7 :
TAUX DE PÉNÉTRATION DES MAISONS INTELLIGENTES DANS CERTAINS MARCHÉS¹

Marchés	2018	2022
Marché allemand	■ %	■ %
Marché néerlandais	■ %	■ %
Marché américain (États-Unis)	■ %	■ %
Marché canadien	■ %	■ %

¹ Les technologies peuvent varier selon les marchés, parmi celles-ci : thermostats connectés, interrupteurs et gradateurs connectés, ampoules connectées, assistants vocaux, détecteurs de fumée connectés, détecteurs de fuites d'eau, commutateurs connectés, système de mesure de la qualité de l'air.

2.8 Veuillez présenter le détail des ajustements effectués pour adapter ces taux de pénétration au marché québécois et justifier ceux-ci.

Réponse :

6 **Pour déterminer le taux de pénétration du service d’Hilo sur l’horizon du plan**
7 **d’approvisionnement, Hilo a pris en considération la réalité du marché**
8 **québécois, caractérisé par le chauffage électrique avec un fort pourcentage de**
9 **systèmes à plinthes chauffantes, dans un contexte de prix d’énergie parmi les**
10 **plus bas en Amérique. Hilo a ajusté son hypothèse en se basant sur les taux de**
11 **pénétration les plus conservateurs des marchés cités en réponse à la**
12 **question 2.7. Le Distributeur souligne que cette approche est d’autant plus**
13 **prudente puisque le taux utilisé s’applique sur le marché cible déjà décrit dans**
14 **le présent dossier, soit un sous-ensemble du marché résidentiel québécois.**

1 **Au surplus, le taux est relativement faible au début du plan et augmente**
2 **graduellement jusqu'à atteindre 15 % de ce marché cible qu'à l'horizon du plan**
3 **en 2029. À cet effet, le Distributeur souligne que les taux de pénétration des**
4 **marchés mentionnés à la réponse à la question 2.7 portent sur un horizon**
5 **encore plus rapproché que la cible devant être atteinte par Hilo, soit 2022 pour**
6 **les marchés de référence.**

2.9 Relativement à la référence (iv), doit-on comprendre que le Distributeur inscrit à son bilan des ressources en puissance sans avoir demandé à Hilo de lui présenter l'ensemble des hypothèses et calculs derrière la prévision de réduction de puissance?

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), les**
9 **cibles de réduction de puissance d'Hilo intégrées au présent plan**
10 **d'approvisionnement ont été convenues avec le Distributeur.**

11 **Pour les établir, Hilo s'est appuyée sur des taux de pénétration observés dans**
12 **d'autres juridictions pour des services comparables, ajustés pour le marché**
13 **québécois, et sur l'effacement moyen observé dans les différents projets**
14 **pilotes réalisés au cours des dernières années, dont les principales**
15 **conclusions sont présentées à la section 4 de la pièce HQD-4, document 1**
16 **(B-0017). Le Distributeur a également fourni de nombreuses informations**
17 **relatives à ces projets pilotes et au potentiel découlant de mesures de GDP**
18 **résidentielle en réponse aux questions de la Régie dans sa demande de**
19 **renseignements n° 1, par exemple celles citées aux préambules (iii) et (iv).**

20 **Il est inutile pour le Distributeur de disposer de « l'ensemble des hypothèses et**
21 **calculs » pour être en mesure de porter un jugement éclairé quant au réalisme**
22 **de la contribution projetée d'Hilo.**

23 **Voir également la réponse à la question 2.14.**

2.10 Sinon, veuillez présenter le détail des économies de puissance attendues par segment de marché.

Réponse :

24 **Voir la réponse à la question 10.22 de la demande de renseignements n° 1 de la**
25 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

2.11 Veuillez confirmer qu'Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur pour ce qui est de la réduction de puissance et que seuls des engagements annuels sont prévus.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

2 **Toutefois, le contrat entre le Distributeur et Hilo précise que cette dernière doit**
3 **mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles de réduction**
4 **de puissance inscrites au contrat. Ces cibles correspondent à la contribution**
5 **d'Hilo inscrite au bilan de puissance du plan d'approvisionnement.**

6 **Voir également la réponse à la question 39.9 du RNCREQ, à la pièce HQD-5,**
7 **document 7.**

2.12 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que le Distributeur paie environ le coût évité de long terme pour les services de Hilo.

Réponse :

8 **Voir les réponses aux questions 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
9 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3 et 4.1 du ROEE à la pièce HQD-5,**
10 **document 8.**

2.13 Veuillez justifier un coût de l'entente de l'ordre du coût évité de long terme alors que le coût des mesures incluses à l'Annexe E (référence (vii)) y est bien inférieur, sans compter qu'une part des investissements sera à la charge des clients.

Réponse :

11 **D'emblée, le Distributeur rappelle qu'il ignore le détail des coûts que doit**
12 **assumer Hilo aux fins de la livraison du produit de gestion de la demande. Il**
13 **n'est donc pas en mesure de fournir une analyse de ces coûts et a fortiori une**
14 **comparaison avec les coûts des mesures apparaissant à la référence (vii).**

15 **Cela étant, les coûts des mesures présentées au PTE comprennent**
16 **essentiellement ceux des équipements, de leur installation et, le cas échéant,**
17 **de leur entretien. Ils n'incluent aucun coût lié à la commercialisation d'un**
18 **programme, à sa gestion ou encore à la mise en place de l'infrastructure de**
19 **gestion du parc d'équipements chez le Distributeur ou l'agrégateur.**

20 **Par ailleurs, Hilo offre au Distributeur une gestion plus fine de l'effacement que**
21 **ne le ferait un programme comme la GDP Affaires ou la tarification dynamique,**
22 **par exemple. Notamment, Hilo doit assurer une période de préchauffage**
23 **préalable à la période d'effacement, puis une reprise graduelle afin d'éviter un**
24 **déplacement de la pointe. De plus, l'importance de l'effacement offert par Hilo**

1 est garantie, par contrat. Pour toutes ces raisons, il est probable qu'Hilo doive
2 s'assurer de disposer d'une réserve de clients suffisamment importante pour
3 être en mesure de respecter ses obligations contractuelles face au Distributeur,
4 ce qui exerce inévitablement une pression à la hausse sur le coût du service.

2.14 En supposant que le Distributeur peut obtenir de la puissance garantie pour le même coût, veuillez justifier de favoriser de la puissance incertaine alors que de la puissance garantie serait disponible.

Réponse :

5 La contribution au bilan de puissance des moyens de GDP est établie en
6 considérant les taux de réserve propres à chacun des moyens. Les taux de
7 réserve découlent des analyses de fiabilité, qui tiennent compte des contraintes
8 et modalités spécifiques aux programmes ou options.

9 Toute comparaison entre les différents moyens doit donc être basée sur la
10 contribution nette de la réserve applicable, s'il y a lieu. Par conséquent, la
11 contribution en puissance des moyens de GDP, nette de la réserve, permet tout
12 à fait de comparer les moyens de GDP aux approvisionnements disposant
13 d'une garantie de puissance.

14 Ainsi, lors de l'établissement ou de l'évaluation des compensations versées
15 aux clients participants dans les différents moyens de GDP, le Distributeur tient
16 compte de la contribution nette au bilan de puissance de ces moyens.

17 Au sujet du caractère « incertain » de la puissance, le Distributeur rappelle
18 également que, pour un approvisionnement comme pour un moyen de GDP,
19 des pénalités s'appliquent en cas de non-respect des engagements de livraison
20 d'électricité ou d'effacement, selon le cas. Ces pénalités visent à assurer la
21 disponibilité des moyens lorsque les livraisons ou l'effacement sont requis.

2.15 Relativement à la référence (iv), veuillez décrire le processus par lequel les cibles de réduction de puissance convenues annuellement sont établies en spécifiant notamment à quel moment le Distributeur doit exprimer son besoin et à quel moment Hilo donne sa réponse.

Réponse :

22 Voir la réponse à la question 10.18 de la demande de renseignements n° 1 de la
23 Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).

24 Les cibles prévisionnelles correspondent aux réductions de puissance pour
25 Hilo prévues au Plan d'approvisionnement. Elles sont reproduites à l'article 7.1
26 du contrat, lequel est déposé à l'annexe A de la pièce HQD-5, document 3.

1 Hilo doit communiquer annuellement au Distributeur son engagement de
2 réduction de puissance, au plus tard, le 1^{er} octobre de chaque année, comme
3 précisé à l'article 7.2 du contrat.

2.16 Veuillez indiquer si l'entente oblige le Distributeur à accepter toute la réduction de puissance que lui offre Hilo ou s'il peut limiter cette quantité. Veuillez élaborer sur les contraintes auxquelles fait face le Distributeur à cet égard.

Réponse :

4 Le Distributeur s'engage à accepter toute contribution d'Hilo jusqu'à
5 concurrence des cibles du Plan d'approvisionnement, stipulées à l'article 7.1
6 du contrat. La rémunération d'Hilo est limitée à ces cibles ou aux engagements
7 annuels, si ces derniers sont inférieurs aux cibles.

2.17 Veuillez indiquer comment l'entente avec Hilo permet au Distributeur de moduler la forme des réductions de puissances qu'il obtient (plages horaires, nombre d'heures appelables, etc.) afin qu'elle corresponde à ses besoins.

Réponse :

8 Les modalités (plages horaires, nombre d'heures appelables, etc.) sont définies
9 contractuellement. Cependant, l'utilisation des services d'Hilo afin de répondre
10 aux besoins de réduction de puissance du Distributeur se fait par le biais des
11 avis transmis à Hilo la journée ouvrable précédant un événement de GDP.
12 Voir également l'annexe A de la pièce HQD-5, document 3 pour consulter le
13 contrat conclu entre Hilo et le Distributeur, lequel présente à la section 8 les
14 modalités du service.

2.18 Veuillez confirmer que le Distributeur continue de poursuivre l'objectif de gestion de la demande en puissance au moindre coût.

Réponse :

15 Le Distributeur mise en effet sur le développement des moyens de gestion de
16 la demande de puissance pour combler ses besoins en puissance et reporter
17 l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il existe une diversité de
18 coûts entre les moyens de GDP dont il dispose, mais le Distributeur doit
19 s'appuyer sur l'ensemble de ces moyens compte tenu de ses besoins de
20 puissance.
21 Voir également la réponse à la question 10.19 de la demande de
22 renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).

2.19 Veuillez confirmer que l'arrivée de Hilo ne modifiera pas l'approche visant à privilégier l'utilisation des moyens de gestion de la demande en puissance les plus économiques en priorité de manière à minimiser les coûts.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.18.**

2.20 Veuillez déposer l'entente entre Hilo et le Distributeur. Au besoin, ce dépôt peut être fait sous pli confidentiel.

Réponse :

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

2.21 Advenant que la pandémie de la maladie à coronavirus entraîne une baisse de 2000 MW du besoin en puissance sur tout l'horizon du plan, veuillez indiquer quel moyen de gestion de la demande en puissance le Distributeur réduirait en premier dans la perspective de minimisation des coûts.

Réponse :

3 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre de façon précise à une**
4 **question sur un scénario hypothétique.**

5 **Toutefois, il confirme que les moyens de GDP offrent en effet une flexibilité pour**
6 **faire face à une diminution des besoins prévus en puissance. Par exemple, le**
7 **déploiement anticipé du programme GDP Affaires ou des modifications**
8 **prévues aux options d'électricité interruptible pourraient être ralentis ou**
9 **retardés. De plus, la contribution en puissance des adhésions annuelles aux**
10 **options d'électricité interruptible pourrait être revue à la baisse.**

2.22 Veuillez déposer une mise à jour du bilan en puissance (référence vi) reflétant cette hypothèse.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 2.21.**

VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Question 3 :

Références:

- (i) B-0024, p.14, réponse 6.1
- (ii) R-4060-2018, B-0009, p. 8, figure 1

Préambule :

- (i)

Demandes :

- 6.1 Veuillez présenter les hypothèses permettant de calculer la hausse des besoins en puissance expliquée par la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques en référence (ii) et commenter la compréhension de la Régie exprimée en préambule.

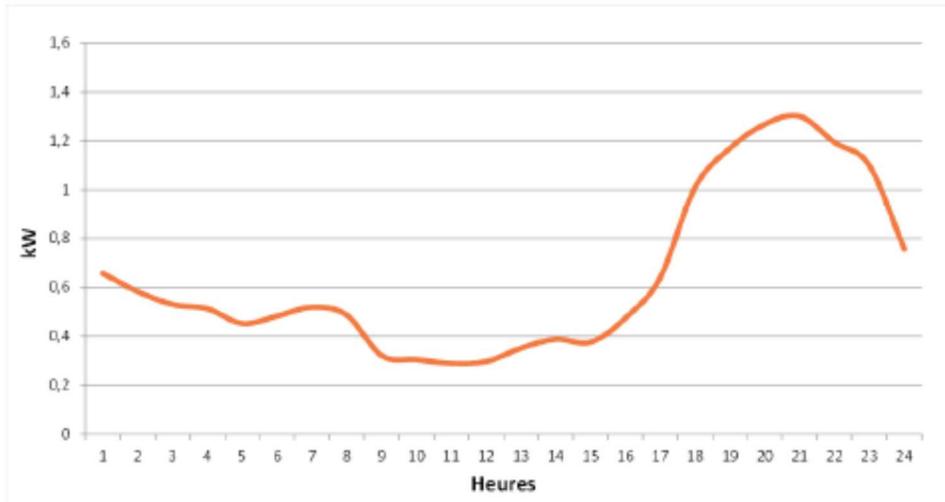
Réponse :

- 1 Le Distributeur réfère la Régie aux pièces HQD-4, document 1 (B-0012)⁴ du
- 2 dossier R-4057-2018 et HQD-1, document 3 (B-0009)⁵ du dossier R-4060-2018,
- 3 qui présentent les travaux effectués en réponse à la demande formulée par la
- 4 Régie dans sa décision D-2017-022⁶ et quantifiant l'impact moyen de la recharge
- 5 d'un véhicule électrique sur la pointe d'hiver.

- 6 Le Distributeur tient à souligner que le profil moyen de recharge a été défini sur
- 7 la base d'un échantillon significatif comprenant environ 500 bornes
- 8 domestiques de 240 V, 1 500 bornes publiques de niveau 2 (240 V), ainsi que
- 9 140 bornes rapides. Le profil résultant indique un impact moyen sur la pointe
- 10 d'hiver de 0,7 kW par véhicule rechargé. C'est ce même profil qui a été utilisé
- 11 dans le cadre du dossier R-4060-2018 et du Plan. Le Distributeur réitère que ces
- 12 résultats sont cohérents avec les analyses issues des rapports intermédiaires de
- 13 FleetCarma dans le cadre du projet *Charge the North*.

(ii)

FIGURE 1 :
PROFIL MOYEN DE LA RECHARGE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC
LORS D'UNE JOURNÉE FROIDE D'HIVER – PRÉVISION À L'HORIZON 2027



Cette figure démontre un impact maximal de la recharge d'environ 1,3 kW à la pointe du soir contre 0,5 kW à la pointe du matin.

Questions :

3.1 La référence (ii) démontre que la recharge de véhicules électriques a un impact beaucoup plus important sur la pointe du soir que sur celle du matin. La FCEI calcule que l'ajout de 570 000 véhicules par rapport à 2019-2020 aura un impact d'environ 285 MW sur la pointe du matin et d'environ 741 MW sur la pointe du soir à l'horizon 2029, soit un écart de plus de 450 MW. Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer laquelle de la pointe du matin ou du soir est la plus élevée et présenter :

3.1.1 la probabilité d'occurrence et le niveau de la pointe du soir et la part de cette dernière attribuable aux véhicules électriques.

Réponse :

1 **Le tableau R-3.1 présente les probabilités d'occurrence de la pointe d'hiver**
2 **pour les périodes du matin et du soir ainsi que la part attribuable aux véhicules**
3 **électriques.**

4 **Voir aussi le tableau 2.4 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007) pour la part**
5 **des véhicules électriques à la pointe hivernale normale sur la période couverte**
6 **par le Plan.**

**TABLEAU R-3.1 :
 PROBABILITÉS D'OCCURRENCE DE LA POINTE D'HIVER**

Hiver	Pointe AM			Pointe PM		
	Moyenne des pointes AM (MW)	Part attribuable aux VÉ	Probabilité d'occurrence (après VÉ)	Moyenne des pointes PM (MW)	Part attribuable aux VÉ	Probabilité d'occurrence (après VÉ)
2019-2020	38 769	0,1%	95,2%	37 474	0,2%	4,8%
2020-2021	39 476	0,1%	94,9%	38 170	0,3%	5,1%
2021-2022	40 182	0,2%	94,9%	38 864	0,4%	5,1%
2022-2023	40 534	0,2%	94,9%	39 209	0,5%	5,1%
2023-2024	40 797	0,3%	95,2%	39 461	0,6%	4,8%
2024-2025	41 039	0,4%	94,9%	39 719	0,8%	5,1%
2025-2026	41 120	0,5%	94,6%	39 823	1,0%	5,4%
2026-2027	41 043	0,5%	94,3%	39 761	1,2%	5,7%
2027-2028	41 263	0,6%	94,3%	39 970	1,4%	5,7%
2028-2029	41 499	0,7%	94,0%	40 230	1,6%	6,0%

1 D'autre part, le Distributeur tient à réitérer que l'impact d'environ 1,3 kW
 2 mentionné par l'intervenant arrive à une heure de la journée, soit entre 20:00 et
 3 21:00, où la probabilité d'occurrence de la pointe sur la période couverte par le
 4 Plan est de 0 %, et ce, en tenant compte de la diffusion croissante des véhicules
 5 électriques.

6 Le Distributeur invite l'intervenant à revoir la méthodologie pour évaluer
 7 l'impact des véhicules électriques sur la pointe hivernale, décrite dans le
 8 dossier R-4057-2018 à la pièce HQD-4, document 1 (B-0012).

3.1.2 la probabilité d'occurrence et le niveau de la pointe du matin et la part de cette dernière attribuable aux véhicules électriques.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 3.1.1.

GDP, OÉI, INTERRUPTION CHAÎNES DE BLOCS

Question 4 :

Références:

- (i) B-0005, p.12
- (ii) B-0009, p. 21
- (iii) B-0024, p. 19, tableau R-7.3
- (iv) R-4041-2018, B-0061

- (v) B-0009, p. 67, figure 8.5
- (vi) B-0009, p. 18, tableau 3.2
- (vii) B-0033, p. 11

Préambule :

- (i) « De plus, des modifications sont prévues au programme GDP Affaires et à l'option d'électricité interruptible offerte aux clients industriels, afin de maximiser la contribution de ces mesures au bilan de puissance. »
- (ii) Moyens additionnels potentiels de GDP pouvant atteindre 420 MW

« Moyens additionnels potentiels de GDP

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.

Jusqu'à 420 MW »

- (iii) Bilan en puissance révisé
- (iv) R-4041-2018, B-0061
- (vii) « Pour obtenir le gain applicable pour le Distributeur, qui servira au calcul du coût unitaire de la mesure, il est nécessaire de superposer ce profil de gain horaire avec le profil de demande en puissance du Distributeur. Une optimisation est alors effectuée afin d'établir le nombre optimal d'implantations de cette mesure permettant de réduire au maximum la demande en puissance maximale du Distributeur sur la période hivernale, pour la plage horaire définie. La procédure d'optimisation permet alors d'établir le marché optimal de la mesure et son impact net sur la pointe. Le gain unitaire final de la mesure est alors cet impact net sur la pointe divisé par le marché optimal. Ce gain net diffère généralement du gain de la mesure, qui est évaluée indépendamment des besoins du Distributeur. » (Nous soulignons)

Questions :

- 4.1 Veuillez confirmer que la seule modification prévue au programme GDP affaires est de permettre l'admissibilité pour les abonnements de moins de 50 MW de clients du tarif L, tel qu'indiqué à la référence (iii).

Réponse :

1 **La stratégie d'ajustement des modalités du programme GDP Affaires, en**
2 **prévision notamment de l'hiver 2020-2021, est présentement en cours**
3 **d'élaboration. La seule mesure analysée est, pour le moment, l'élargissement**
4 **de l'admissibilité aux abonnements de moins de 50 MW du tarif L. Le calendrier**
5 **d'implantation de cette mesure n'est toutefois pas encore arrêté.**

4.2 Veuillez expliquer comment l'impact de cette modification a été évalué.

Réponse :

6 **L'impact a été estimé sur la base de la connaissance qu'a le Distributeur de la**
7 **clientèle visée par cette mesure.**

4.3 Veuillez indiquer la somme de la puissance interruptible ayant adhéré à l'option au cours des trois dernières années et qui se qualifierait pour la GDP affaires selon la modification envisagée par le Distributeur.

Réponse :

8 **Le Distributeur présente au tableau R-4.3 la somme de la puissance pouvant**
9 **être interrompue des clients de moins de 50 MW adhérant à l'OÉI, pour les trois**
10 **dernières années.**

TABLEAU R-4.3 :
POTENTIEL DE PUISSANCE DISPONIBLE DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
CLIENTS DE MOINS DE 50 MW

2017-2018	2018-2019	2019-2020
47 MW	40 MW	50 MW

4.4 Veuillez élaborer sur les modifications prévues à l'OÉI mentionnées à la référence (i).

Réponse :

11 **La contribution totale de l'OÉI au bilan de puissance, incluant celle amenée par**
12 **les modifications envisagées, se base sur la contribution historique des clients**
13 **et du potentiel d'effacement actuellement non exploité. Au moment opportun,**
14 **le Distributeur consultera ses clients industriels de grande puissance sur les**
15 **ajustements nécessaires à l'OÉI qui pourraient permettre de maximiser leur**
16 **contribution à cette option. Ces ajustements pourraient signifier un recalibrage**

1 **des compensations financières ou la mise en place de modalités adaptées à la**
2 **réalité opérationnelle des clients industriels.**

4.5 Compte tenu de l'adoption du projet de loi 34 suivant le dépôt du plan, le Distributeur estime-t-il pouvoir apporter ces modifications avant la tenue du prochain dossier tarifaire? Le cas échéant, veuillez expliquer le processus envisagé pour ce faire. Sinon, veuillez justifier d'introduire un impact de 100 MW de contribution en puissance dès 2022-2023.

Réponse :

3 **Le processus et la date d'implantation des modifications envisagées restent à**
4 **être déterminés, dans la perspective d'une implantation au moment opportun.**
5 **Voir la réponse à la question 4.4.**

4.6 Veuillez expliquer comment l'impact attribuable à l'OÉI a été évalué et justifier vos hypothèses.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 4.4.**

4.7 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer que les approvisionnements additionnels requis pour 2029 sont calculés relativement à l'électricité patrimoniale. Sinon, veuillez indiquer par rapport à quel portefeuille d'outils ils sont calculés.

Réponse :

7 **Les courbes des puissances classées de la référence (v) présentent les**
8 **puissances horaires à approvisionner après l'utilisation prévue de l'électricité**
9 **patrimoniale, des contrats postpatrimoniaux du Distributeur en vigueur en 2029**
10 **(éolien, biomasse, petite hydraulique et contrats de puissance de 500 MW avec**
11 **le Producteur issus de l'A/O 2015-01), ainsi que de l'effacement de la puissance**
12 **des chaînes de blocs et du tarif Flex (tarification dynamique).**

4.8 Veuillez indiquer le niveau des approvisionnements additionnels requis en 2029 (v) pour la première heure de puissance classée et réconcilier cette puissance avec les données du bilan (vi).

Réponse :

13 **La première heure de la courbe de puissances classées de 2029 est de**
14 **5 309 MW. Comme mentionné en réponse à la question 4.7, elle tient déjà**
15 **compte de l'effacement des chaînes de blocs et du tarif Flex (ligne « Tarification**

1 dynamique » du bilan de puissance). Ainsi, de ces 5 309 MW, il faut déduire les
2 autres moyens de gestion de la puissance, en tenant compte de leur taux de
3 réserve, et l'abaissement de tension, soit :

- 4 • 850 MW pour les options d'électricité interruptible (1 000 MW × 85 %) ;
- 5 • 427 MW pour le programme GDP Affaires (515 MW × 83 %) ;
- 6 • 515 MW pour Hilo (621 MW × 83 %) ;
- 7 • 355 MW pour les moyens additionnels potentiels (340 MW × 85 % pour la
8 bonification de l'électricité interruptible + 80 MW × 83 % pour
9 l'admissibilité des clients au tarif L < 50 MW à la GDP Affaires) ;
- 10 • 250 MW pour l'abaissement de tension.

11 Une fois ces quantités soustraites des 5 309 MW de la première heure de la
12 courbe de puissances classées, il reste environ 2 900 MW à approvisionner,
13 lesquels correspondent à la puissance additionnelle requise du bilan de
14 puissance (1 100 MW de contribution des marchés de court terme plus
15 1 800 MW d'un approvisionnement de long terme).

16 Dans le bilan de puissance, la réserve associée à chacun des moyens de
17 gestion est intégrée directement à la ligne « réserve pour respecter le critère de
18 fiabilité » et contribue ainsi aux besoins à la pointe incluant la réserve. La
19 puissance additionnelle requise se calcule ensuite en soustrayant l'ensemble
20 des approvisionnements disponibles des besoins incluant la réserve.

4.9 Veuillez présenter la superposition du profil des gains horaires avec le profil de
demande en puissance du Distributeur, tel que recommandé à la référence (vii) pour
la dernière année du plan en distinguant l'impact de chacun des outils.

Réponse :

21 **À la référence (vii), le consultant explique la méthode utilisée pour évaluer le**
22 **gain en puissance des mesures étudiées. Il ne s'agit pas d'une recommandation**
23 **au Distributeur. Cette information n'est pas utile à l'examen du Plan.**

4.10 Veuillez faire de même pour l'année 2022.

Réponse :

24 **Voir la réponse à la question 4.9.**

BESOIN DE PUISSANCE POUR LES SERRES

Question 5 :

Références:

- (i) B-0007, p.32
- (ii) B-0009, p. 18, tableau 3.2
- (iii) B-0009, p. 19 à 21, tableau 3.3
- (iv) Tarifs d’électricité, article 6.36

Préambule :

(i)

« Un des facteurs les plus importants sous-tendant la croissance des besoins à la pointe d’hiver pour la période 2019-2029 est le chauffage des locaux pour les secteurs résidentiel (+1 309 MW) et commercial (+188 MW). Le développement de marchés suit, en ordre d’importance, avec une hausse anticipée de +604 MW à l’horizon du Plan, soit :

- centres de données : +342 MW;
- chaînes de blocs : +82 MW;
- serres : +180 MW.

L’électrification des transports et plus particulièrement la diffusion des véhicules électriques contribuent pour 400 MW à la croissance des besoins en puissance. Au secteur industriel, l’impact à la hausse est moindre, soit +160 MW. Cet impact est en grande partie attribuable à la reprise faisant suite à la fin du conflit de travail à l’aluminerie de Bécancour et à un accroissement des activités au secteur minier. »

TABLEAU 2.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D’HIVER PAR USAGES

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	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
<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	10 492	10 573	10 651	10 664	10 740	10 831	10 880	10 907	10 992
Besoins réguliers du Distributeur	37 972	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
<small>(Besoins visés par le Plan)</small>											

(iv) L'article 6.36 des tarifs d'électricité relatif à l'électricité additionnel prévoit que :

« Restriction

Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau. Si le client consomme de l'électricité additionnelle pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance de référence pendant cette période lui est facturée au prix de 50 ¢ le kilowattheure. »

Cette disposition est également applicable à l'éclairage de photosynthèse (voir notamment articles 2.53 et 4.36)

Questions :

5.1 Veuillez confirmer que l'essentiel du besoin en puissance des serres qui passe de 77 MW en 2019 à 278 MW en 2029 (référence i)) est lié à l'éclairage de photosynthèse. Sinon veuillez indiquer la portion liée à cet usage.

Réponse :

1 **En ce qui a trait à la croissance des besoins en puissance des serres, le**
2 **Distributeur ne peut distinguer l'augmentation de puissance liée à l'éclairage**
3 **de photosynthèse des autres usages. De plus, la diversité de l'utilisation des**
4 **serres (cannabis médical et récréatif, culture vivrière, culture maraîchère ou**
5 **horticole) et du type de serres (bâtiment complètement fermé ou serres**
6 **traditionnelles) ne permet pas au Distributeur de répartir précisément leurs**
7 **charges selon l'usage (éclairage de photosynthèse, ventilation, gestion de**
8 **l'humidité, chauffage d'appoint et autres usages).**

5.2 Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer quelle proportion de ce besoin de puissance est sujette à la restriction décrite à la référence (iv).

Réponse :

9 **Les restrictions pour les charges actuelles associées à l'option d'électricité**
10 **additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse sont maintenues sur toute la**
11 **période du Plan. Pour ce qui est des nouvelles charges, le Distributeur précise**
12 **qu'il effectue une prévision de consommation sans aucune restriction qui**
13 **pourrait provenir d'une adhésion potentielle à l'électricité additionnelle. Ce**
14 **positionnement est supporté par les raisons invoquées en réponse à la**
15 **question 5.1.**

5.3 Veuillez indiquer où se retrouve, dans les ressources de puissance (références ii) et iii), la capacité du Distributeur d'interrompre la consommation d'électricité additionnelle, dont celle pour photosynthèse.

Réponse :

1 **Les restrictions sur l'option d'électricité additionnelle ne sont pas un moyen de**
2 **gestion de la demande de puissance et ne sont donc pas incluses dans les**
3 **ressources de puissance.**

4 **Voir également les réponses aux questions 5.1 et 5.2.**

5.4 Le cas échéant, veuillez justifier de ne pas en tenir compte.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 5.3.**

ALÉA DE DEMANDE EN PUISSANCE

Question 6 :

Références:

- (i) B-0007, p. 43
- (ii) B-0024, p.10, réponse 4.1
- (iii) R-3648-2007, B-1, HQD-01, document 2, Annexe 2E, p. 137, tableau 2E-2
(TRANSPPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS EN
PUISSANCE - PROVENANCE DES HYPOTHÈSES)
- (iv) R-3648-2007, B-14, HQD-3, Document 1, p. 13, tableau R-8.1
- (v) R-3648-2007, B-14, HQD-3, Document 1, p. 14, réponse 8.2

Préambule :

(i)

« Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a déployé des efforts pour développer de nouveaux marchés, notamment les centres de données, la chaîne de blocs et les serres. L'ampleur de la consommation réelle associée au développement de marchés (figure 2.8) a fait en sorte que les modèles de prévision ne parviennent pas à bien expliquer la croissance observée au secteur commercial en utilisant uniquement les variables économiques et énergétiques usuelles. L'absence de variables explicatives pertinentes pour le développement de marchés entraînait une sous-estimation des ventes prévues au secteur commercial.

Afin d'améliorer la qualité de ses modèles, le Distributeur exclut désormais les ventes du développement de marchés pour la calibration de ceux-ci. Ainsi, la prévision des ventes du secteur commercial correspond à la somme des ventes prévues excluant le développement de marchés issues des modèles et celles spécifiques au développement de marchés traitées à la marge. Cette modification est en vigueur depuis 2019.»

4. **Référence :** Pièce [B-0007](#), p. 44.

Préambule :

« 2.4.3. Estimation de l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales

L'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales est construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. De plus, deux autres sources de risques sont prises en compte dans le calcul de l'aléa, soit :

- a. *le risque lié à la mensualisation des besoins en énergie;*
- b. *le risque applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver.*

Un raffinement méthodologique a été introduit en 2018, lequel permet de mieux mesurer l'incertitude applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver en tenant compte de la saisonnalité du risque de transposition. Ce changement a eu pour effet de réduire l'écart-type sur la demande prévue en puissance de 130 MW pour l'hiver 2019-2020 et de 230 MW pour l'hiver 2022-2023. » [nous soulignons]

Demande :

4.1 Veuillez élaborer sur le raffinement méthodologique de la référence en précisant les améliorations apportées, par rapport à l'ancienne méthodologie.

Réponse :

Comme décrit dans le Plan, l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver est construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. Un facteur de transposition est utilisé pour convertir les besoins en énergie en besoins en puissance. Puisque ce facteur est incertain, un aléa lui est assujéti, soit le risque présenté dans la section 2.4.3 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).

Historiquement, le risque de transposition applicable aux besoins à la pointe d'hiver consistait en la moyenne du risque de transposition observé sur les mois de novembre à mars. En 2018, le risque de transposition a été modifié pour prendre en compte uniquement les mois de janvier et février, soit les mois les plus représentatifs du risque de transposition énergie-puissance pour l'établissement de la pointe hivernale.

Questions :

6.1 Veuillez indiquer si le facteur de transposition est toujours établi sur la base d'une approche présentée en 2007 à la référence (iii).

Réponse :

1 **Le tableau à la référence (iii) décrit les hypothèses de transposition des besoins**
2 **en énergie de janvier vers les besoins en puissance aux fins de la prévision des**
3 **besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages du Plan**

1 d'approvisionnement 2008-2017. Le Distributeur tient à préciser que l'approche
2 décrite dans ce tableau ne sert pas à quantifier le risque de transposition
3 énergie-puissance qui intervient dans le calcul de l'aléa.

4 Par ailleurs, l'approche méthodologique présentée à la référence (iii) n'est plus
5 utilisée depuis que le Distributeur a revu ses modèles de prévision en 2012. Le
6 Distributeur invite l'intervenant à se référer à la pièce HQD-6, document 1
7 (B-0081) déposée dans le cadre du dossier R-3864-2013 pour une description
8 de la méthodologie de prévision des besoins en puissance.

9 De plus, le Distributeur souligne que certains éléments sont traités à la marge
10 du modèle des besoins en puissance. Ces éléments incluent :

- 11 • les véhicules électriques ;
- 12 • la production photovoltaïque ;
- 13 • le développement de marchés comme ceux des chaînes de blocs, des
14 serres et des centres de données.

15 Le tableau 2.4 à la pièce HQD-2, document 2 (B-0007) présente la contribution
16 des éléments traités à la marge aux besoins en puissance à la pointe d'hiver.
17 Ces contributions s'appuient sur des valeurs de transposition énergie-
18 puissance usuelles et observées pour ces types d'usage et n'anticipent aucun
19 effacement.

6.2 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que, selon cette approche, un ratio de
puissance/énergie est établi distinctement pour différents usages et que le besoin en
puissance total correspond à la somme des besoins en puissance de chacun de ces
usages.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur, alors qu'il utilisait dès 2007 une
méthodologie basée sur le seul mois de janvier, est passé à une méthodologie basée
sur les mois de novembre à mars pour revenir aujourd'hui à une méthodologie basée
sur les mois de janvier et février.

Réponse :

21 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.4 Veuillez justifier de ne pas limiter l'évaluation du besoin en puissance au seul mois de
janvier tel que cela était fait en 2007.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.5 Veuillez indiquer si une évaluation du besoin en puissance sur la base du seul mois de janvier, tel que cela était fait en 2007, produirait un aléa sur les besoins en puissance plus faible ou plus élevé que celui basé sur les mois de janvier et février.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.6 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (iii) et spécifier où se retrouvent les usages cryptographiques (interruptibles et non interruptibles) et l'électricité additionnelle / photosynthèse dans cette méthodologie.

Réponse :

3 **Voir les réponses aux questions 5.1, 5.2 et 6.1.**

6.7 Veuillez confirmer que les usages cryptographiques interruptibles et l'électricité additionnelle pour la photosynthèse se voient attribuer un besoin de puissance nul selon cette méthodologie. Sinon, indiquez quel serait le niveau de la réserve pour respecter le critère de fiabilité si une puissance nulle leur était attribuée.

Réponse :

4 **Aux fins du Plan, les usages de chaînes de blocs ne se voient pas attribuer un**
5 **besoin de puissance nul, car leur effacement est traité comme un moyen de**
6 **gestion de la demande de puissance.**

7 **D'autre part, le Distributeur soutient qu'une interruption complète des charges**
8 **associées aux chaînes de blocs ne modifierait que la valeur du moyen de**
9 **gestion rapporté à la ligne « interruption chaînes de blocs » du tableau 3.2 de**
10 **la pièce HQD-2, document 3 (B-0009). La réserve pour respecter le critère de**
11 **fiabilité demeurerait sensiblement la même.**

12 **Le Distributeur ne tient pas compte de variabilité sur les quantités d'électricité**
13 **additionnelle et, par conséquent, la réserve n'est pas impactée.**

6.8 Veuillez spécifier le traitement des charges cryptographiques non interruptibles dans cette méthodologie et indiquer quel serait le niveau de la réserve pour respecter le critère de fiabilité si une puissance nulle leur était attribuée en plus des usages cryptographiques interruptibles et de l'électricité additionnelle pour la photosynthèse.

Réponse :

14 **Voir les réponses aux questions 6.1 et 6.7.**

6.9 Veuillez également mettre à jour le tableau de la référence (iv) et la réponse à la référence (v).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.10 Veuillez indiquer si et comment les ajustements méthodologiques décrits à la référence (i) ont été pris en compte au niveau de la transposition énergie-puissance.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.11 Pour les hivers 2019-2020 et 2022-2023, veuillez ventiler l'aléa sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver entre les trois composantes suivantes :

6.11.1 Aléa sur les besoins en énergie

Réponse :

3 **Le tableau R-6.11.1 présente les informations demandées.**

TABLEAU R-6.11.1 :
CONTRIBUTION À L'ALÉA DES BESOINS EN PUISSANCE

Hiver	Besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)	Écart-type	Contribution à la variance		
			Besoins en énergie	Transposition	Mensualisation
2019/2020	38783	560	75%	2%	24%
2022/2023	40550	850	67%	2%	31%

6.11.2 Risque lié à la mensualisation des besoins

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 6.11.1.**

6.11.3 Risque applicable à la transposition des besoins énergie-puissance à la pointe d'hiver.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 6.11.1.**

PRÉVISION DE LA DEMANDE CHAÎNE DE BLOCS

Question 7 :

Références:

- (i) B-0024, p. 17, réponse 7.1.
- (ii) D-2020-025.
- (iii) B-0024, p. 18, réponse 7.3.
- (iv) B-0024, p. 19, tableau R-7.3.

Préambule :

(i)

« 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. »

(ii)

« [103] Pour les motifs invoqués précédemment, la Régie se déclare compétente pour aménager le tarif LG offert aux Réseaux municipaux afin de tenir compte de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs par la clientèle de ces derniers. »

(iii)

« De plus, comme demandé par la Régie, ce bilan de puissance tient compte des conditions d'effacement actuellement en vigueur. À cet effet, le Distributeur précise que, dans ce bilan, seules les quantités issues de l'appel de propositions sont considérées comme étant en service non ferme, donc pouvant être effacées en pointe. Les conditions d'effacement des clients existants et des clients des réseaux municipaux n'ayant pas encore été approuvées, les MW qui y sont associés ont été considérés en service ferme et donc, présents en pointe.

En ce qui concerne les clients des réseaux municipaux, le Distributeur rappelle que, même si plusieurs ont convenu avec les réseaux municipaux de conditions d'effacement, le Distributeur n'a pour le moment aucun contrôle sur ces périodes d'effacement. En l'absence d'un tel contrôle, aucun effacement n'a été inscrit au bilan de puissance du Distributeur. »

Questions :

7.1 Veuillez commenter la possibilité que le manque d'engouement auquel fait référence le Distributeur à la référence (i) ait pu être le fruit de l'incertitude entourant le traitement des clients pour *l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* dans les réseaux municipaux.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne peut spéculer sur le lien de causalité entre le résultat de**
2 **l'A/P 2019-01 et la situation dans les réseaux municipaux.**

7.2 À la suite de la décision D-2020-025 et à la levée de l'incertitude entourant le traitement des clients dans les réseaux municipaux, veuillez indiquer si le Distributeur envisage de faire un nouvel appel d'offres afin de tester l'intérêt de clients qui auraient choisi de ne pas soumissionner à l'appel d'offres A/O-2019 dans l'espoir de bénéficier de meilleures conditions dans les réseaux municipaux.

Réponse :

3 **Le Distributeur rappelle que les tarifs et conditions de service de l'usage**
4 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs relatifs aux abonnements**
5 **existants et aux abonnements n'étant ni retenus à la suite de l'A/P 2019-01, ni**
6 **considérés comme existants, ainsi qu'aux réseaux municipaux, seront**
7 **examinés dans le cadre de l'étape 3 de la phase 1 du dossier R-4045-2018. Ainsi,**
8 **le Distributeur évaluera, à cette étape du dossier, la possibilité de mettre à la**
9 **disposition des réseaux municipaux un nouveau bloc de puissance.**

7.3 Relativement à la référence (iii), le Distributeur convient-il qu'en présence d'ententes d'interruption des clients à usage cryptographique des réseaux municipaux, tout porte à croire que ces clients seront interrompus lors des pointes de ces réseaux?

Réponse :

10 **Le Distributeur estime que les clients pour un usage cryptographique appliqué**
11 **aux chaînes de blocs des réseaux municipaux seront interrompus lors des**
12 **pointes de ces réseaux.**

7.4 Veuillez confirmer l'anticipation de la FCEI à l'effet que la pointe des réseaux municipaux avec usage cryptographique est sensiblement coïncidente avec celle du Distributeur.

Réponse :

13 **Le Distributeur confirme qu'il existe une certaine coïncidence sur un ensemble**
14 **d'heures.**

1 **Voir également les réponses aux questions 7.5.1 et 7.5.2.**

7.5 Pour janvier 2020 et pour chaque réseau municipal où un usage cryptographique est en opération, veuillez présenter :

7.5.1 la demande du réseau municipal lors des 30 heures de plus forte demande du Distributeur;

Réponse :

2 **Le Distributeur souligne que pour l'hiver 2019-2020, la pointe du réseau intégré**
3 **a eu lieu le 19 décembre 2019. Par conséquent, afin de présenter les 30 heures**
4 **de demande les plus fortes du réseau intégré, le Distributeur juge qu'il doit**
5 **élargir la période d'observation pour inclure la totalité de la période d'hiver.**

6 **Le tableau R-7.5 présente la demande dans les réseaux municipaux pour les**
7 **30 heures les plus fortes du réseau intégré durant pour la période couvrant les**
8 **mois de décembre 2019 à février 2020.**

TABLEAU R-7.5.1 :
DEMANDE DES RÉSEAUX MUNICIPAUX DURANT LES 30 HEURES LES PLUS FORTES
DU RÉSEAU INTÉGRÉ

Année	Mois	Jour	Heure	Distributeur	Magog	Sherbrooke	Baie-Comeau	Rouville
En MW								
2019	12	19	19	35 941,0	71,9	473,4	49,0	52,6
2019	12	19	18	35 883,0	72,0	476,0	49,8	52,6
2019	12	19	17	35 576,0	70,8	475,0	50,2	51,7
2019	12	19	9	35 569,0	69,2	454,5	51,4	52,5
2020	1	21	8	35 471,0	70,2	466,0	51,7	50,1
2020	1	17	8	35 413,0	66,4	469,0	52,1	48,3
2019	12	19	8	35 367,0	69,5	461,1	51,6	52,1
2020	2	21	7	35 343,0	69,8	472,6	54,3	48,0
2020	2	21	8	35 313,0	70,5	469,9	52,8	47,8
2020	2	14	8	35 294,0	65,7	452,0	52,9	48,0
2020	1	17	18	35 238,0	68,7	462,6	52,2	49,7
2020	1	18	18	35 184,0	70,1	464,4	51,4	49,9
2020	1	17	19	35 124,0	69,8	462,8	52,4	50,1
2020	1	20	8	35 057,0	70,6	465,2	52,3	48,6
2020	2	14	7	35 045,0	70,0	452,2	54,6	48,2
2020	1	17	17	34 926,0	69,0	468,6	52,6	50,5
2020	1	18	9	34 908,0	70,3	462,5	51,4	49,2
2020	2	14	20	34 902,0	69,5	455,3	51,7	47,2
2020	1	17	20	34 833,0	69,9	463,3	51,9	48,0
2020	2	14	19	34 830,0	69,0	454,6	51,9	47,1
2020	1	17	7	34 801,0	69,0	467,3	52,4	48,2
2019	12	19	7	34 751,0	69,9	448,2	51,5	52,4
2020	1	18	17	34 695,0	70,2	466,1	51,8	49,7
2020	1	20	18	34 668,0	70,0	465,1	51,7	50,2
2019	12	19	20	34 659,0	71,2	469,2	47,8	51,5
2020	2	9	8	34 642,0	69,4	450,0	48,9	48,1
2020	1	18	8	34 600,0	69,8	464,7	52,6	49,7
2020	1	18	10	34 586,0	69,7	467,7	50,1	49,7
2019	12	19	16	34 583,0	71,1	455,5	49,2	52,4

7.5.2 la pointe du réseau municipal pour le mois x.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-7.5.2 présente la pointe des réseaux municipaux pour les mois de**
- 2 **décembre 2019 et janvier 2020.**

**TABLEAU R-7.5.2 :
 DEMANDE DE POINTE DES RÉSEAUX MUNICIPAUX**

<i>En MW</i>	Magog	Sherbrooke	Baie-Comeau	Rouville
<i>Pointe</i>	72,0	476,8	54,9	52,7

7.6 Veuillez évaluer l’aléa sur la demande en puissance et la réserve pour respect du critère de fiabilité en supposant que l’ensemble de l’usage cryptographique est interruptible.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.7.**

RAPPELS D’ÉNERGIE DIFFÉRÉE

Question 8 :

Références:

- (i) B-0024, p.18, réponse 7.3
- (ii) B-0009, p. 81, tableaux 11.1 à 11.3
- (iii) B-0024, p.19, tableau 7.3

2 **Préambule :**

(i)

« Le Distributeur précise également que, pour le bilan de puissance révisé, l’ensemble des approvisionnements pour répondre aux besoins en énergie et en puissance ont été ajustés, selon leur disponibilité. Ainsi, ce bilan présente un déploiement ajusté pour les rappels d’énergie différée et les moyens additionnels potentiels. » (Nous soulignons)

Questions :

8.1 Veuillez mettre à jour les tableaux de la référence (ii) de manière à refléter les ajustements mentionnés à la référence (i).

Réponse :

3 **Les tableaux R-8.1-A à R-8.1-C présentent la répartition mensuelle de**
 4 **l’utilisation des conventions d’énergie différée et rappelée correspondant aux**
 5 **données agrégées du bilan en puissance, intégrant le résultat de l’appel de**

1 propositions A/P 2019-01, à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024)¹, page 19,
2 tableau R-7.3.

TABLEAU R-8.1-A :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE
SELON LE SCÉNARIO DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024 – SOMMAIRE

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400	400	0
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	300	400	400	400	198	0
	Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	150	250	350	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,4	0,0
En TWh	Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,4	0,0
	Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-2,7	-2,0	-1,3	-0,4	0,0

TABLEAU R-8.1-B :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE SELON LE
SCÉNARIO DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024 – CONTRAT DE BASE (350 MW)

Contrat en base	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	200	400	276	0	0	0	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	
	Mars	0	-350	-350	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Avril	0	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Mai	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juin	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juillet	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Août	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Septembre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Octobre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Novembre	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
En TWh	Total différé	-1,4	-2,6	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0		
	Solde	-1,4	-4,0	-4,5	-3,5	-2,7	-2,2	-1,5	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,7	-0,2	0,0	0,0		

TABLEAU R-8.1-C :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE SELON LE
SCÉNARIO DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024 – CONTRAT CYCLABLE (250 MW)

Contrat cyclable	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	124	400	400	400	
	Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	198	
	Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	250	350	0	
En TWh	Total différé	-0,6	-1,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,8	0,8		
	Solde	-0,6	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,0	-1,3	-0,4		

¹ Réponse à la question 7.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie.

8.2 Veuillez ventiler la ligne « contrats avec HQP » du bilan de puissance (iii).

Réponse :

- 1 **Le tableau R-8.2 reprend le bilan en puissance de la pièce HQD-5, document 1**
2 **(B-0024), page 19, présenté au tableau R-7.3, en détaillant les différents contrats**
3 **avec le Producteur.**

TABLEAU R-8.2 :
BILAN DE PUISSANCE DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024
DÉTAILLANT LES CONTRATS AVEC LE PRODUCTEUR

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 100	500	500				
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	0	0
▪ Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0	0	0
▪ Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250									
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100						
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

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

8.3 Le cas échéant, veuillez justifier d'avoir recours à un rappel d'énergie différée en 2021 alors que bilan présente une disponibilité résiduelle de 350 MW sur les marchés de court terme plutôt que de reporter ces rappels à 2026 et 2027 ou des approvisionnements de long terme sont prévus.

Réponse :

- 4 **Voir la réponse à la question 21.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

8.4 Veuillez démontrer la nécessité de procéder à des rappels d'énergie différée en février pour les années 2021 à 2024.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 21.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

8.5 Veuillez démontrer la nécessité de procéder à des rappels d'énergie différée en mars 2023 et 2024.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 21.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

8.6 Veuillez confirmer que si le besoin de puissance devait être inférieur à la prévision au cours des prochaines années, notamment à cause de la pandémie de la maladie à coronavirus, de sorte que le Distributeur puisse combler ses besoins de puissance sur les marchés de court terme, il reporterait les rappels d'énergie en 2026 et 2027.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 21.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

4 **Le Distributeur précise également qu'il revoit l'utilisation anticipée des rappels**
5 **d'énergie lorsqu'il met à jour ses bilans, suivant la mise à jour de la prévision**
6 **des besoins ou de modifications à ses approvisionnements.**

VARIABLES EXPLICATIVES ET PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE

Question 9 :

Références:

- (i) B-0024, p.7, tableau R-2.1-A
- (ii) R-3986-2016, B-0008, p. 23
- (iii) B-0007, p. 52, tableau 3.6
- (iv) B-0007, p. 45
- (v) B-0007, p. 46, tableau 2.14
- (vi) R-3648-2007, B-1, HQD-01, document 2, Annexe 2E, p. 137, tableau 2E-2 (TRANSPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS EN PUISSANCE 4 PROVENANCE DES HYPOTHÈSES)

Préambule :

R-4110-2019

HQD-5, document 6

Original : 2020-05-01

Page 38 de 44

À la référence (i), le Distributeur remplace la variable « Stock de logement » (ii) par la variable « Mise en chantier » (i).

(iv)

« Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance, comme l'indique l'écart moyen positif. La performance de la prévision est meilleure pour les besoins en puissance qu'en énergie étant donné l'impact proportionnellement plus grand des erreurs de prévision du secteur industriel sur les besoins en énergie que sur ceux en puissance. »

(vi)

TABLEAU 2E-2
TRANSPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS EN PUISSANCE
PROVENANCE DES HYPOTHÈSES

Usages <i>(besoins présents en janvier)</i>	Provenance des hypothèses de ratios: puissance à la pointe d'hiver / énergie de janvier
---	--

À l'horizon 4 ans, la FCEI constate un écart prévisionnel moyen de 2% et de 1,1% sur un horizon de trois ans. Ces horizons prévisionnels étant déterminants dans les décisions de lancer des appels d'offres, ils peuvent faire la différence entre lancer ou non un appel d'offres de long terme.

Questions :

9.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la variable « stock de logement » n'était pas un stock contrairement à ce que son nom indique, mais une variation du stock de logement (c.-à-d. les mises en chantier).

Réponse :

1 **La variable « stock de logement » est bien un stock contrairement à ce que**
2 **suggère l'intervenant dans sa question.**

3 **Le Distributeur a remplacé la variable « stock de logement » par la valeur**
4 **cumulative des mises en chantiers, depuis une année de référence, ce qui**
5 **correspond donc à un « stock » des mises en chantiers.**

9.2 Si la variable stock de logement est en fait un stock et la variable « mises en chantier » une variation de stock, veuillez confirmer que le modèle du Distributeur continue à évaluer le besoin en énergie total et non la variation du besoin en énergie.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il continue à évaluer le besoin en énergie total. Voir**
2 **la réponse à la question 9.1.**

9.3 Veuillez confirmer que cette modification entraîne un déplacement important du pouvoir explicatif vers la constante du modèle.

Réponse :

3 **Le Distributeur est d'avis que la modification est sans objet. Aussi, voir les**
4 **réponses aux questions 9.1 et 9.2.**

9.4 Pour le secteur résidentiel et agricole, veuillez présenter le coefficient de détermination (iii) d'un modèle où il n'y aurait que la constante comme seule variable explicative.

Réponse :

5 **Le coefficient de détermination obtenu est 0,0 %.**

9.5 Parmi les variables de la référence (i), veuillez identifier celles qui n'ont subi qu'un simple changement d'appellation, mais qui représentent la même variable.

Réponse :

6 **Les variables présentées au tableau R-2.1-A de la pièce HQD-5, document 1**
7 **(B-0024) qui n'ont subi qu'un simple changement d'appellation incluent la**
8 **consommation unitaire des équipements aux secteurs Résidentiel et agricole**
9 **et Commercial et institutionnel ainsi que les variables composites autres**
10 **usages et variable composite économique (population de 15 ans et plus, emploi**
11 **et PIB secteur des services - incluant service public - et PIB secteur**
12 **manufacturier).**

9.6 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer que les résultats de performance prévisionnelle par secteur présentés au tableau 2.14 reflètent la prévision des besoins en énergie.

Réponse :

13 **Le Distributeur confirme que les résultats de performance par secteur de**
14 **consommation reflètent les résultats de ventes en énergie.**

9.7 Veuillez décrire les démarches faites par le Distributeur pour identifier la source des écarts de prévision en énergie.

Réponse :

1 **Le Distributeur fait diverses démarches pour expliquer les sources d'écart de**
2 **prévision, par exemple :**

- 3 • l'identification des changements de comportements de la clientèle
4 résidentielle observée en 2015. À ce sujet, voir le dossier R-3986-2016,
5 pièce HQD-1, document 2.2 (B-0008), annexe 2E, section 2.1 et les
6 réponses aux questions 10.1 et 13.1 de la demande de renseignements
7 n° 2 de la Régie dans le cadre du dossier R-3980-2016, pièce HQD-16,
8 document 1.2 (B-0072) ;
- 9 • l'identification de la sous-estimation des modèles de prévision au
10 secteur commercial comme présenté à la section 2.4.2 de la pièce
11 HQD-2, document 2 (B-0007) ;
- 12 • le Distributeur effectue aussi des sondages aux 3 ans sur l'utilisation de
13 l'électricité chez sa clientèle résidentielle et commerciale afin
14 d'améliorer les intrants de ses modèles de prévision ;
- 15 • l'explication des écarts de prévision soumise dans ses plans
16 d'approvisionnement et états d'avancement.

17 **Ces diverses démarches du Distributeur s'inscrivent dans un processus**
18 **d'amélioration continue de ses modèles visant à ce qu'ils reflètent le mieux**
19 **possible l'évolution des ventes observées.**

9.8 Outre les corrections relatives au développement de marchés, veuillez indiquer si le Distributeur a apporté d'autres améliorations à son modèle de prévision du besoin en énergie.

Réponse :

20 **Les changements significatifs à ses modèles de prévision ont été présentés à**
21 **la section 2.4 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).**

9.9 Pour chaque secteur et horizon du tableau 2.14, veuillez indiquer la part des écarts de prévision qui est due à des écarts de prévision sur les intrants et la part qui est due au modèle lui-même (forme fonctionnelle, choix des variables, estimation des paramètres, etc.).

Réponse :

22 **Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information demandée au**
23 **prix d'efforts raisonnables. En effet, le type d'analyse nécessaire pour répondre**

1 à cette question requerrait beaucoup de temps et, en plus, certaines
2 informations nécessaires ne sont pas disponibles. Par ailleurs, certaines
3 données, notamment les valeurs historiques de PIB, ont été revues et auraient
4 pour effet de modifier les coefficients des modèles de prévisions antérieures.

5 Pour les raisons énoncées ci-dessus et considérant les efforts d'amélioration
6 continue de ses modèles, le Distributeur est d'avis que l'évaluation actuelle de
7 la performance de ses modèles est suffisante.

9.10 Veuillez expliquer comment est établi le besoin en puissance réel pour les fins du calcul de la dernière ligne du tableau.

Réponse :

8 Les besoins en puissance réels correspondent à la pointe normalisée des
9 besoins en puissance à la pointe d'hiver.

10 Aux fins du calcul de la pointe normalisée pour un hiver donné, le Distributeur
11 établit un modèle de simulation des besoins calibré sur les données horaires
12 de besoins réels fournis par le Transporteur et les conditions climatiques
13 observées. Ce modèle est ensuite utilisé pour effectuer des simulations
14 horaires de besoins découlant des conditions climatiques observées depuis
15 1971 ajustées pour le réchauffement climatique et décalées en blocs de
16 ± 3 jours. Pour une condition climatique spécifique, la pointe correspond au
17 maximum des besoins horaires durant l'hiver.

18 La pointe normalisée est calculée en prenant la moyenne des pointes obtenues
19 pour chaque condition climatique spécifique. Cette pointe normalisée
20 correspond ainsi aux besoins en puissance sous des conditions climatiques
21 normales et peut être comparée à la prévision.

9.11 Veuillez indiquer quels auraient été les écarts prévisionnels sur le besoin en puissance si le Distributeur avait prévu parfaitement les besoins en énergie.

Réponse :

22 Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information demandée au
23 prix d'efforts raisonnables. Considérant les efforts d'amélioration continue de
24 ses modèles, le Distributeur est d'avis que l'évaluation actuelle de la
25 performance de ses modèles est suffisante.

9.12 Pour les horizons d'analyse de 3 et 4 ans, veuillez présenter la performance prévisionnelle du besoin en puissance pour chacune des catégories d'usage (soit les catégories similaires à celle de la référence (vi) qui étaient en vigueur au moment de faire la prévision).

Réponse :

- 1 **Les contributions des usages à la pointe de la référence (vi) découlent**
2 **essentiellement d'une estimation puisque le Distributeur ne dispose pas des**
3 **mesures qui leur sont propres. Ainsi, en plus de requérir beaucoup de temps à**
4 **produire, l'analyse de performance pour chacune des catégories d'usage**
5 **aurait, selon le Distributeur, une faible valeur ajoutée.**
- 6 **Par ailleurs, les tableaux 2.11 et 2.12 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007)**
7 **présentent les écarts de prévision en puissance par usage par rapport à l'État**
8 **d'avancement 2018 et le Plan d'approvisionnement 2017-2026.**

POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE

Question 10 :

Référence:

- (i) B-0033, p.55 et suivantes, Annexe E

Questions :

- 10.1 Veuillez regrouper l'Annexe E par mesure et ajouter le coût unitaire moyen global pour l'ensemble du portefeuille. Alternativement, veuillez produire l'annexe E en format électronique interprétable par un chiffrier.

Réponse :

- 9 **Les informations demandées se trouvent dans le fichier Excel**
10 **HQD-05-06_R-10.1.xlsx.**

- 10.2 Veuillez expliquer comment a été sélectionné le portefeuille présenté à l'annexe E parmi toutes les combinaisons possibles de mesures.

Réponse :

- 11 **Le portefeuille de mesures présenté à l'annexe E provient d'un processus**
12 **d'optimisation fait sur le PTÉ regroupé net. Basée sur la rentabilité des mesures**
13 **(coûts unitaires), cette approche permet d'établir les mesures présentant le**
14 **plus de gains au plus faible coût.**

- 10.3 Veuillez indiquer s'il existe d'autres portefeuilles pouvant produire un PTÉ (excluant les groupes électrogènes) similaire à moindre coût.

Réponse :

- 1 **L'approche adoptée donne priorité aux mesures ayant un coût unitaire plus**
2 **faible mais en visant toujours l'évaluation d'un PTÉ maximal, comme indiqué**
3 **en réponse à la question 10.2.**

10.4 Veuillez confirmer que les coûts unitaires moyens incluent le coût complet de l'installation indépendamment de qui défraie ces coûts.

Réponse :

- 4 **Le Distributeur le confirme.**

10.5 Veuillez indiquer la quantité d'électricité qui serait produite et la quantité de carburant consommée par les groupes électrogènes s'ils étaient retenus.

Réponse :

- 5 **Le Distributeur ne possède pas l'information demandée.**