

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA FÉDÉRATION
CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

DOSSIER R-3986-2016

Prévision du besoin en puissance

Question 1

Références :

- (i) HQD-1, document 2.2, p. 17, ligne 17
- (ii) Présentation faite à la séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT, suivi de la décision D-2011-028, 25 mai 2011, diapositive 4.
- (iii) <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201702/09/01-5067758-hydro-veut-en-finir-avec-le-mazout.php>
- (iv) R-3980-2016, HQD-10, Document 1, p.13

Préambule :

La référence (i) mentionne l'effritement prévu du parc bi-énergie.

- (ii)
 - « La croissance du parc bi-énergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable
 - Une réduction significative des livraisons de mazout comporte un risque pour l'approvisionnement en mazout des clients bi-énergie »

La référence (iii) fait état des intentions du Distributeur quant à la substitution du mazout par l'électricité. Elle mentionne entre autres le potentiel de conversion : « Il y a 33 térawattheures à aller chercher sur 170 térawattheures [consommation annuelle d'électricité au Québec], c'est un potentiel énorme. »

Questions :

- 1.1 Veuillez présenter l'évolution du nombre de clients au tarif DT sur l'horizon du plan.
- 1.2 Veuillez présenter l'effacement à la pointe des clients du tarif DT inclus dans la prévision des besoins en puissance sur l'horizon du plan.
- 1.3 Considérant la décision D-2016-033 (paragraphe 1015) et le projet-pilote en cours (iv), veuillez indiquer sur la base de quelles hypothèses quant aux paramètres du tarif DT et/ou d'un éventuel programme commercial visant la clientèle utilisant la bi-énergie le Distributeur a-t-il basé ses projections.
- 1.4 Considérant la prise de position du président d'HQD concernant la croissance des ventes d'électricité par le remplacement du mazout (référence iii), veuillez indiquer si HQD modifie sa position traditionnelle (référence ii) quant au besoin de maintenir des volumes de mazout pour protéger les mazoutiers. Veuillez expliquer.
- 1.5 Veuillez ventiler le potentiel de 33 TWh mentionné à la référence (iii) entre les marchés (résidentiel, commercial, PMI, grande industrie, institutionnel, réseaux autonomes) et les usages.
- 1.6 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché résidentiel et, si oui, comment la bi-énergie se positionne dans cette orientation.
- 1.7 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché commercial.
- 1.8 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché des PME/PMI.
- 1.9 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché de la grande industrie.
- 1.10 Veuillez indiquer si la concrétisation de la volonté d'HQD de remplacer le mazout par l'électricité affectera la viabilité du marché du mazout et la viabilité technique de la bi-énergie. Sinon, veuillez expliquer.

Question 2 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 2.2, p. 63

Préambule :

Le Distributeur apporte trois changements méthodologiques à son modèle de prévision dont le déploiement accéléré des ampoules DEL et l'abaissement des températures de consignes.

«

14 Par le biais des données du chauffage électrique, principalement la consommation unitaire,
15 le Distributeur peut intégrer l'impact de l'abaissement de température de consigne qui a été
16 mesuré par sondage.

17 Quant à l'éclairage, l'efficacité de l'usage est modulée et ajustée afin de tenir compte d'un
18 déploiement accéléré des lumières DEL, ce qui a devancé le gain d'efficacité prévu à plus
19 long terme.

»

Questions :

- 2.1 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant à la vitesse de déploiement des ampoules DEL. Veuillez présenter le taux de pénétration et l'impact sur le besoin en puissance pour chacune des années du plan.
- 2.2 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant à l'abaissement de la température de consigne. Veuillez présenter l'évolution de la température de consigne utilisée pour chacune des années du plan. Si un effritement de la température de consigne est utilisé, veuillez le justifier et indiquer si un effritement a pu être mesuré par le Distributeur à ce jour.

Question 3 :

Référence :

- (i) R-3972-2016, HQD-1, document 1, p. 63

Préambule:

3 À l'instar des systèmes solaires PV, la technologie de stockage d'énergie évolue rapidement
4 alors que les coûts diminuent annuellement. L'avènement des véhicules électriques propulse
5 le développement de batteries et tous les grands constructeurs automobiles s'impliquent. Le
6 marché du stockage d'énergie au niveau résidentiel est en plein essor. Des systèmes de
7 stockage d'énergie de grande capacité destinés aux réseaux électriques sont également
8 développés pour faciliter l'intégration de la production d'énergie éolienne et solaire en
9 équilibrant les charges du réseau et en répondant aux besoins de pointe.

10 Le Distributeur restera vigilant face à la venue des technologies de stockage d'énergie,
11 qu'elles soient au niveau individuel aussi bien que collectif. De plus, le développement de
12 ces technologies à plus grande échelle permettra l'émergence de modèles d'affaires
13 auxquels il faudra répondre.

6.4. Mobilité électrique - Véhicules électriques

14 Le Plan d'action en électrification des transports et la Politique énergétique 2030 du
15 gouvernement du Québec sont clairs quant à l'intention du gouvernement d'utiliser
16 l'hydroélectricité, une énergie propre et renouvelable, pour propulser les transports et pour
17 que le Québec soit un précurseur en matière de mobilité durable. Environ 12 000 véhicules
18 hybrides et tout électriques circulent sur le territoire québécois en 2016. Cela représente
19 50 % de ce type de véhicules immatriculés au Canada. L'objectif du gouvernement du
20 Québec est d'atteindre 100 000 véhicules hybrides et tout électriques immatriculés en 2020.

[...]

27 Au fur et à mesure de la croissance du nombre de véhicules, les habitudes de recharge se
28 préciseront. On estime à environ 90 % les recharges qui se feront à domicile et à 10 % les
29 recharges à des bornes privées, commerciales ou publiques.

Questions :

- 3.1 Veuillez indiquer à combien le Distributeur évalue le nombre de véhicules électriques ou hybrides rechargeables au Québec pour chacune des années du plan.
- 3.2 À combien le Distributeur évalue-t-il la contribution moyenne d'un véhicule électrique au besoin en puissance? Veuillez expliquer comment cette valeur a été obtenue.
- 3.3 Veuillez indiquer si la prévision du besoin de puissance tient compte de la pénétration des véhicules électriques rechargeables.
- 3.4 Veuillez expliquer si cet usage avait été considéré dans le plan d'approvisionnement précédent.
- 3.5 De quelle manière ce nouvel usage est-il intégré à la prévision?
- 3.6 Veuillez en indiquer la contribution au besoin de puissance pour chacune des années du plan d'approvisionnement.
- 3.7 Veuillez élaborer sur les avenues étudiées par le Distributeur pour limiter l'impact de la croissance du parc de véhicules électriques sur le besoin en puissance pour ce qui

est de la recharge à domicile, laquelle est fort susceptible de se faire à l'heure de pointe du soir.

3.8 Veuillez indiquer l'état de la réflexion et les anticipations du Distributeur sur l'apport du stockage à grande échelle (e.g. Esstalion et autres) ou à petite échelle (e.g. chez les clients résidentiels et commerciaux) sur le bilan en puissance.

Question 4 :

Références :

- (i) R-3980-2016, B-0043, HQD-10, document 1, p. 13
- (ii) R-3980-2016, B-0085, HQD-16, document 9, pp. 7 et 8
- (iii) R-3980-2016, B-0108, HQD-16, document 1.3, p. 58

Préambule :

(i)

Chauffe-eau à trois éléments

À la suite de discussions avec des intervenants du marché, le Distributeur a effectué un sondage auprès des clients afin d'identifier les causes sous-jacentes à la stabilité des ventes depuis 2014 malgré des efforts de promotion soutenus. La bonification du programme à l'intention des installateurs est donc reportée à l'automne 2016 et se poursuivra en 2017. Le Distributeur prévoit un budget de 2 M\$ et des impacts additionnels sur la demande en puissance de 2,5 MW.

(ii)

2.3 Veuillez indiquer les taux de pénétration de la mesure entre les marchés de la nouvelle construction résidentielle et de la rénovation résidentielle.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Toutefois, le taux de pénétration global du chauffe-eau à trois éléments est de 4 %.

2.4 Veuillez indiquer si Hydro-Québec considère la possibilité d'offrir un incitatif financier à la clientèle pour stimuler son taux de pénétration dans le marché.

2.4.1 Sinon, pourquoi?

Réponse :

Actuellement, le Distributeur paie le surcoût de fabrication au manufacturier. Le Distributeur analyse la possibilité d'offrir un soutien promotionnel et financier aux entrepreneurs membres de la Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec (CMMTQ) pour l'installation des chauffe-eau à trois éléments. La stratégie du

Distributeur d'agir à la fois sur la demande et sur l'offre devrait contribuer à augmenter le taux de pénétration de ces chauffe-eau.

(iii)

30.5 Veuillez détailler les activités consacrées au CE3É en 2016 pour le budget anticipé de 2 M\$.

Réponse :

Le budget de 2 M\$ prévu pour 2016 inclut le surcoût payé au fabricant et la mise en place d'un incitatif aux installateurs. Toutefois, à la suite du sondage, le Distributeur retarde le déploiement de cet incitatif et mise au préalable sur l'augmentation de la notoriété des chauffe-eau à trois éléments.

Questions :

4.1 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant au taux de pénétration des chauffe-eau à trois éléments pour chacune des années du plan.

4.2 Veuillez indiquer la contribution correspondante à la réduction du besoin en puissance pour chacune des années du plan.

Question 5 :

Référence :

(i) HQD-1, document 1, pp. 18 et 19

Préambule :

« À plus long terme, le Distributeur mise sur des stratégies visant des changements de comportement durables et la transformation de marché. À cet effet, le Distributeur interviendra auprès des organismes compétents pour faire évoluer les normes et codes en efficacité énergétique. »

Questions :

5.1 Veuillez indiquer les normes et codes par rapport auxquels le Distributeur voit un potentiel significatif d'amélioration de la demande en puissance à moyen et long terme.

5.2 Veuillez indiquer les normes et codes par rapport auxquels le Distributeur envisage des changements affectant le besoin en puissance sur l'horizon du plan.

5.3 Veuillez élaborer sur les actions concrètes du Distributeur pour identifier des pistes d'amélioration des normes et en faire la promotion.

5.4 Veuillez indiquer les normes et codes qui ont été modifiés au cours des 5 dernières années et qui ont un impact sur les besoins en énergie et en puissance.

Approvisionnements en puissance

Question 6

Référence :

- (i) HQD-1, document 2.1, p. 22

Préambule :

| |
|--|
| [157] Présenter, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, une étude détaillée, incluant une analyse économique, justifiant le besoin de recourir à des approvisionnements en puissance garantis, considérant que le bilan en puissance inclut déjà cette réserve. |
|--|

| |
|-----------------------------------|
| HQD-1, document 1, section 3.2 |
|-----------------------------------|

La section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1 ne présente pas de telle étude détaillée.

Question :

6.1 Veuillez fournir l'étude détaillée demandée par la Régie (décision D-2015-179) dont il est question à la référence, incluant une analyse économique, justifiant le besoin de recourir à des approvisionnements en puissance garantis, considérant que le bilan en puissance inclut déjà cette réserve.

Question 7 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 25

Préambule :

(i)
« Le Distributeur introduit dans son modèle de fiabilité une modélisation de l'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse, basée sur un taux de pannes historique calculé à partir des données de production, de même qu'une modélisation des petites centrales hydrauliques (PCH), basée sur la distribution de production réelle de ces centrales.

Plutôt que d'appliquer une réserve de 10 % uniformément, l'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse est maintenant considéré comme une centrale avec son taux de panne. Le Distributeur retient un taux de panne de 7,5 %, calculé à partir d'un historique de cinq ans.

Quant aux PCH, la modélisation tient compte dorénavant de la spécificité des centrales, qui sont généralement de petites centrales au fil de l'eau. Pour cela, le Distributeur utilise la distribution cumulative de production réelle de ces centrales afin de capter leur disponibilité en puissance à la pointe d'hiver. De plus, un taux de panne de 4 %, calculé à partir d'un historique de cinq ans de production, est appliqué. Cette modélisation remplace le taux de réserve de 60 % qui était appliqué de façon uniforme. L'impact total de ces changements sur le taux de réserve est marginal.»

Questions :

- 7.1 Veuillez indiquer l'impact marginal sur le taux de réserve global et le besoin en puissance des ajustements apportés relativement aux centrales à la biomasse.
- 7.2 Veuillez indiquer l'impact marginal sur le taux de réserve global de l'agrégation de l'ensemble des centrales à la biomasse en une seule versus le traitement de chaque centrale de manière individuelle.
- 7.3 Veuillez présenter le taux de pannes historique de chacune des centrales à la biomasse sur les 5 dernières années.
- 7.4 Veuillez présenter le calcul détaillé du taux de panne de 7,5%.
- 7.5 Veuillez indiquer si ce taux de pannes de 7,5 % est pondéré pour tenir compte de la puissance disponible des installations?
- 7.6 Veuillez indiquer si le calcul du taux de panne de 7,5 % tient compte seulement des pannes en hiver ou de toutes les pannes de l'année.
- 7.7 Veuillez indiquer l'impact marginal sur le taux de réserve global et le besoin en puissance des ajustements apportés relativement aux PCH.
- 7.8 Veuillez indiquer l'impact marginal sur le taux de réserve global de l'agrégation de l'ensemble des PCH en une seule centrale versus le traitement de chaque centrale de manière individuelle.
- 7.9 Veuillez indiquer la disponibilité en puissance à la pointe d'hiver retenue par le Distributeur pour les PCH.

- 7.10 Veuillez indiquer comment ce niveau a été dérivé de la distribution cumulative de production réelle des centrales? Par exemple, s'agit-il du niveau minimal de production sur l'historique?
- 7.11 Veuillez présenter le graphique de la distribution cumulative de production réelle sur les cinq années considérées.
- 7.12 Veuillez indiquer le taux de pannes réel de chacune des PCH pour les 5 dernières années.
- 7.13 Veuillez indiquer si le taux de pannes de 4% est pondéré par la puissance disponible (ou installée) des centrales.
- 7.14 Veuillez indiquer si le taux de pannes de 4% tient compte seulement des pannes en hiver ou de toutes les pannes de l'année.
- 7.15 Veuillez justifier l'application additionnelle d'un taux de pannes de 4 % alors que la distribution cumulative de production réelle est déjà le résultat de pannes réelles qui sont survenues.

Question 8 :

Références :

- (i) HQD-1, document 2.3, pp. 34 et 35, tableaux 3D-6 à 3D-8
- (ii) HQD-1, document 1, p. 19, tableau 7
- (iii) D-2014-156
- (iv) HQD-1, document 2.3, p. 53
- (v) http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do
- (vi) R-3980-2016, HQD-16, document 3, réponse 1.1
- (vii) HQD-1, document 2.1, p. 17

Préambule :

(ii)
La FCEI évalue que si le Distributeur n'avait pas eu recours à l'option d'électricité interruptible en 2016-2017, il aurait eu à acquérir, après prise en compte du taux de réserve de 15% de l'électricité interruptible, environ 725 MW de puissance UCAP pour janvier 2017 et 25 MW pour février 2017.

(v)
Prix des enchères UCAP pour la zone HQ (\$US/kW-mois)

| | Nov. | Déc. | Janvier | Février | Mars | Avril |
|-------------|------|------|---------|---------|------|-------|
| 13/oct/2016 | 0,49 | 0,72 | 1,00 | 1,04 | 0,50 | 0,39 |
| 10/nov/2016 | | 0,80 | 0,95 | 0,99 | 0,39 | 0,25 |

(vi)

TABLEAU R-1.1 :
PUISSANCE UCAP - HIVERS 2014-2015 ET 2015-2016

| | | AO 2014-01 | | | | | | | | RFP 2015 | |
|----------------------------------|----------------|----------------------------|--------------|--------------|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------|--------------|--------------|
| | | Décembre 2014 | Janvier 2015 | Février 2015 | Mars 2015 | Décembre 2015 | Janvier 2016 | Février 2016 | Mars 2016 | Janvier 2016 | Février 2016 |
| | | Quantité recherchée | MW | 350 | 750 | 750 | 750 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Quantité offerte | MW | 900 | 1175 | 1300 | 1300 | 600 | 600 | 600 | 900 | 450 | 450 |
| Quantité acquise | MW | 350 | 750 | 750 | 750 | 500 | 500 | 500 | 500 | 150 | 150 |
| Prix moyen offert | \$US / kW-mois | 4,19 | 5,18 | 4,90 | 4,33 | 7,33 | 8,22 | 8,16 | 5,10 | 2,54 | 2,54 |
| MIN | \$US / kW-mois | 3,10 | 4,00 | 4,00 | 3,60 | 4,75 | 6,00 | 6,00 | 5,00 | 1,55 | 1,55 |
| MAX | \$US / kW-mois | 6,10 | 7,70 | 7,35 | 7,05 | 12,00 | 12,00 | 12,00 | 6,80 | 4,15 | 4,15 |
| Prix moyen payé | \$US / kW-mois | 4,09 | 4,60 | 4,60 | 3,60 | 6,40 | 6,22 | 6,14 | 5,00 | 2,02 | 2,02 |
| Encan mensuel UCAP - ROS | \$US / kW-mois | 2,56 | 3,61 | 2,60 | 1,80 | 1,25 | 1,65 | 1,34 | 0,60 | 1,65 | 1,34 |
| Prix payé ÷ Encan mensuel | Ratio | 1,6 | 1,3 | 1,8 | 2,0 | 5,1 | 3,8 | 4,6 | 8,3 | 1,2 | 1,5 |

Questions :

- 8.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer ou infirmer que les figures 3D-6, 3D-7 et 3D-8 sont établies sous l'hypothèse que les clients de l'option d'électricité interruptible ne sont pas interrompus. Veuillez présenter les données sous-jacentes à ces tableaux.
- 8.2 Veuillez fournir le fichier *Exigences 28-29-33.xls* mentionné à la référence (vii).
- 8.3 Relativement au bilan en puissance de la référence (ii), veuillez confirmer que le taux de réserve utilisé pour l'électricité interruptible est de 15% tel qu'il apparaît à la référence (iii).
- 8.4 Veuillez confirmer l'évaluation de la FCEI quant aux quantités de puissance UCAP à acheter pour l'hiver 2016-2017 si le Distributeur n'avait pas fait appel à l'électricité interruptible.
- 8.5 Considérant les prix UCAP pour les enchères dont les résultats ont été publiés le 13 octobre 2016 à la référence (v) et même en supposant un ratio prix payé/Encan mensuel de 5, veuillez confirmer qu'il aurait été plus économique d'avoir recours à de la puissance UCAP plutôt qu'à l'électricité interruptible pour l'hiver 2016-2017.

- 8.6 Le bilan en puissance du Distributeur pour l'année 2017-2018 à la référence (ii) présente un besoin de 300 MW sur les marchés de court terme. La figure 3D-7 de la référence (i), montre que les besoins de puissance se manifestent en janvier et février. En supposant que ces données demeurent inchangées, veuillez indiquer si le Distributeur a l'intention d'acquérir la puissance de 300 MW pour l'ensemble des mois de décembre 2017 à mars 2018 ou seulement pour les mois de janvier et février.
- 8.7 Veuillez indiquer la quantité minimale d'électricité interruptible qui devrait être retenue pour équilibrer le bilan en puissance 2017-2018 si le Distributeur faisait le choix de prioriser l'utilisation de la puissance UCAP plutôt que l'électricité interruptible. Veuillez indiquer la quantité de puissance UCAP qui serait alors requise pour chaque mois de l'hiver 2017-2018.
- 8.8 Veuillez indiquer si le Distributeur considère devoir minimiser les coûts d'approvisionnement, notamment les coûts de puissance, intégrés aux tarifs de distribution.

Question 9 :

Références :

- (i) R-3891-2014, HQD-2, document 3, réponse 6.1
- (ii) R-3980-2016, HQD-16, document 3, réponse 1.1

Préambule :

(i)

« Questions :

6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a effectué la comparaison économique de la solution qu'il propose avec les solutions alternatives suivantes. Le cas échéant, veuillez déposer ces analyses. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas avoir réalisé ces analyses.

Réponse :

La seule alternative à l'option d'électricité interruptible consiste à acquérir de la puissance sur les marchés de court terme. Toutefois, la capacité de ces marchés est limitée en raison des contraintes associées aux interconnexions avec les marchés limitrophes.

Le Distributeur rappelle que la puissance interruptible lui procure des avantages indéniables. D'une part, en raison de la localisation dans la zone Québec, l'option d'électricité interruptible assure des approvisionnements qui ne sont pas sujets aux contraintes des interconnexions avec les réseaux voisins. D'autre part, en raison du délai de 2 heures, l'option permet de faire face aux aléas climatiques qui surviennent parfois à très court terme.

»

(ii)

**TABLEAU R-1.1 :
PUISSANCE UCAP - HIVERS 2014-2015 ET 2015-2016**

| | | AO 2014-01 | | | | | | | | RFP 2015 | |
|---------------------------|----------------|------------------|-----------------|-----------------|--------------|------------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|-----------------|
| | | Décembre 2014 | Janvier 2015 | Février 2015 | Mars 2015 | Décembre 2015 | Janvier 2016 | Février 2016 | Mars 2016 | Janvier 2016 | Février 2016 |
| Quantité recherchée | MW | 350 | 750 | 750 | 750 | 500 | 500 | 500 | 500 | 150 | 150 |
| Quantité offerte | MW | 900 | 1175 | 1300 | 1300 | 600 | 600 | 600 | 900 | 450 | 450 |
| Quantité acquise | MW | 350 | 750 | 750 | 750 | 500 | 500 | 500 | 500 | 150 | 150 |
| Prix moyen offert | \$US / kW-mois | 4,19 | 5,18 | 4,90 | 4,33 | 7,33 | 8,22 | 8,16 | 5,10 | 2,54 | 2,54 |
| MIN | \$US / kW-mois | 3,10 | 4,00 | 4,00 | 3,60 | 4,75 | 6,00 | 6,00 | 5,00 | 1,55 | 1,55 |
| MAX | \$US / kW-mois | 6,10 | 7,70 | 7,35 | 7,05 | 12,00 | 12,00 | 12,00 | 6,80 | 4,15 | 4,15 |
| Prix moyen payé | \$US / kW-mois | 4,09 | 4,60 | 4,60 | 3,60 | 6,40 | 6,22 | 6,14 | 5,00 | 2,02 | 2,02 |
| Encan mensuel UCAP - ROS | \$US / kW-mois | 2,56 | 3,61 | 2,60 | 1,80 | 1,25 | 1,65 | 1,34 | 0,60 | 1,65 | 1,34 |
| Prix payé ÷ Encan mensuel | Ratio | 1,6 | 1,3 | 1,8 | 2,0 | 5,1 | 3,8 | 4,6 | 8,3 | 1,2 | 1,5 |

Questions :

9.1 Dans la mesure où le Distributeur limite ses achats UCAP à la capacité des interconnexions avec New York, soit 1 100 MW, veuillez confirmer que la puissance UCAP, à l'instar de l'électricité interruptible, n'est pas limitée par les contraintes des interconnexions avec les réseaux voisins. Dans ce même contexte, veuillez indiquer si les désavantages de UCAP par rapport à l'électricité interruptible mentionnés et 1 existe toujours et si oui veuillez expliquer.

9.2 Veuillez confirmer que le délai pour procéder à des achats d'énergie sur le marché de New York est inférieur à 2 heures. Sinon, veuillez indiquer quel est ce délai et produire les références appropriées.

9.3 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer les facteurs qui, à la connaissance du Distributeur, font en sorte que le prix payé lors de l'appel d'offres est sensiblement supérieur au prix de l'encan mensuel.

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à des appels d'offres aux mois de septembre ou octobre lors des 5 dernières années. Le cas échéant, veuillez comparer les prix offerts et payés au prix des encans mensuels.

Question 10 :

Référence :

(i) HQD-1, document 1, p. 23

Préambule :

« L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manoeuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins. Elle est établie sur la base des conditions suivantes :

- l'existence d'un marché de puissance ;
- la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;
- la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles au Distributeur.

Le Distributeur suit de près les démarches de l'IESO visant à étudier la reconnaissance des exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. L'entente annoncée le 21 octobre 2016, en vertu de laquelle l'IESO fournira 500 MW de puissance à Hydro-Québec en hiver, n'aura pas d'impact sur le bilan du Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur demeure à l'affût du développement des projets d'interconnexion entre le Québec et les États-Unis. Cependant, les incertitudes autour de ces différents projets ne permettent pas au Distributeur d'accroître le potentiel de contribution des marchés de court terme pour l'instant.

Le Distributeur demeure prudent quant à l'estimation des capacités des interconnexions et ne peut se permettre une surévaluation de la contribution potentielle des marchés de court terme au risque de ne pouvoir acquérir la puissance requise afin de respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

En conséquence, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient contribuer pour un maximum de 1 100 MW provenant principalement du marché de New York, ce qui correspond à la capacité des interconnexions en mode import. » (Note de bas de page omise et nos soulignés)

Questions :

- 10.1 Veuillez fournir la marge de manoeuvre (en MW) dont dispose la zone d'équilibrage du Québec pour chaque hiver de l'horizon du plan d'approvisionnement et ce, en tenant compte des 500 MW fournis par l'IESO à la zone du Québec.
- 10.2 Veuillez justifier la position du Distributeur selon laquelle la contribution des marchés de court terme en puissance (pour un maximum de 1 100 MW) ne prévoit aucune contribution en provenance de la zone d'équilibrage du Québec.

10.3 Veuillez indiquer, avec références à l'appui, si le critère de fiabilité en puissance du NPCC exige que la contribution des marchés de court terme soit totalement garantie à 100 %.

Question 11 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 19, tableau 7

Préambule :

Le bilan en puissance présente une contribution des nouvelles interventions de gestion de la demande en puissance de 300 MW de 2020-2021 à 2025-2026.

Questions :

11.1 Veuillez justifier de ne présenter aucune nouvelle intervention de gestion de la demande en puissance entre 2021 et 2026.

Approvisionnement en énergie

Question 12 :

Référence :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2015_3mai2016.pdf

Préambule :

La FCEI comprend que lorsqu'il procède à des achats de court terme, le Distributeur détermine dans un premier temps les quantités qu'il souhaite acheter pour une période visée. Une fois cette quantité déterminée, il procède aux achats soit par des transactions bilatérales soit par des achats sur les bourses d'énergie.

Autant le choix des quantités achetées à chaque moment que les prix payés ont un impact important sur le coût des approvisionnements.

Les questions de la FCEI visent à comprendre comment le Distributeur procède pour minimiser les prix payés, une fois les quantités requises établies.

Questions :

12.1 Outre le recours à des appels d'offres, veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'une stratégie afin de minimiser le prix payé pour les achats de court terme. Le cas échéant, veuillez décrire cette stratégie.

12.2 Afin de bien comprendre la séquence et les circonstances ponctuelles entourant les achats effectués par le Distributeur sur les marchés de court terme, veuillez produire le suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur pour 2015 (référence i) en format Excel et y ajouter :

12.2.1 l'heure à laquelle la transaction a été conclue

12.2.2 l'interconnexion par laquelle transite l'énergie le cas échéant.

12.2.3 le niveau d'importation en provenance de NY (en MW) pour les heures visées par la transaction au moment de la transaction;

12.2.4 le niveau des exportations du Québec vers NE pour les heures visées par la transaction au moment de la transaction.

Question 13 :

Référence :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2014_12mai2015.pdf

Préambule :

À la référence (i), on peut observer que les 1^{er} et 2 janvier 2014, le Distributeur a procédé à deux transactions bilatérales avec le Producteur visant la journée du 3 janvier 2014 pour des quantités respectives de 1 404 et 800 MWh.

On peut également constater qu'en date du 1^{er} et du 2 janvier 2014, le Distributeur avait réalisé trois transactions sur la bourse NY ISO pour des quantités d'énergie respectives de 2 280, 14 507, et 7 133 MWh pour un total de 23 920 MWh soit 997 MW par heure.

La FCEI en conclut donc qu'il restait plus de 100 MW de capacité disponible pour importation depuis NY.

Questions :

- 13.1 Veuillez indiquer si la capacité d'importation depuis NY était saturée au moment d'effectuer les deux transactions avec le Producteur. Dans l'affirmative, veuillez réconcilier votre réponse avec l'information présentée en préambule.
- 13.2 Si la capacité d'importation n'était pas saturée, veuillez justifier d'avoir transigé avec le Producteur plutôt que d'avoir acquis l'énergie sur le marché de NY.
- 13.3 Veuillez indiquer quels étaient les prix du marché à NY pour le produit visé par la transaction avec le Producteur au moment de procéder aux transactions avec le Producteur.
- 13.4 Le tableau de suivi détaillé indique un prix moyen pour chaque transaction. Veuillez indiquer pourquoi il est fait référence à un prix moyen plutôt qu'à un prix? Est-ce qu'une transaction peut comporter un profil de prix en fonction de chaque heure de la transaction ou est-ce que la transaction indique un seul prix applicable à toutes les heures de la transaction?

Question 14 :

Référence :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2015_3mai2016.pdf

Préambule :

Le 5 janvier 2015, le Distributeur a réalisé avec le Producteur une transaction de 13 150 MWh pour un produit de pointe visant la journée du 7 janvier. Le prix de référence pour cette transaction est celui du marché de la Nouvelle-Angleterre.

Pour la journée du 7 janvier, les achats sur la bourse NY ISO totalisaient 7 270 MWh pour une puissance en importation de 302 MW. La FCEI comprend qu'il restait donc un potentiel d'importation disponible depuis NY.

On peut observer la même situation pour d'autres dates. Par exemple, le 8 janvier 2015.

Questions :

- 14.1 Veuillez indiquer pourquoi le marché de référence pour la transaction de 13 150 MWh avec le Producteur est le marché de la Nouvelle-Angleterre alors que le marché de NY était accessible au moment de la transaction?
- 14.2 Veuillez indiquer quels étaient les prix du marché à NY au moment de procéder aux transactions avec le Producteur.
- 14.3 Si la capacité d'importation depuis NY n'était pas saturée, veuillez justifier d'avoir transigé avec le Producteur plutôt que d'avoir acquis l'énergie sur le marché de NY.