RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC

PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Appréciation de la méthodologie des prévisions de la demande du Distributeur

Références :

(i) Pièce B-0015 (Prévision de la demande);

(ii) Dossier R-3864-2014 (pièce HQD-6, document 1);

(iii) Pièce B-0065 (HQD-4, document 2.1).

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les prévisions de la demande en énergie et en puissance soumises par le Distributeur dans le présent dossier découlent directement d'un outil de prévision et d'une méthodologie élaborée par le Distributeur, sans aucune autre intervention humaine ou ajustements.

Réponse :

Le Distributeur confirme la réponse qu'il a déjà formulée lors de la séance d'information du 19 septembre 2014. Les prévisions de la demande en énergie et en puissance présentées dans la preuve du Distributeur découlent directement de modèles de prévision qu'il a élaborés. Le rôle du prévisionniste face à ces modèles est de vérifier la significativité des variables et la détermination générale des modèles et, le cas échéant, de choisir les variables qui en optimisent la détermination. Voir, au sujet de la détermination du modèle, la réponse à la question 5.1.

1.2 Veuillez fournir une description de la méthodologie de prévision élaborée et utilisée par le Distributeur, autre que les présentations Power Point des références (ii) et (iii).

Réponse :

Le Distributeur a présenté de manière détaillée sa méthodologie de prévision lors de la séance d'information du 19 septembre 2014. De plus, comme l'intervenant le souligne lui-même, il l'a aussi présentée de manière exhaustive dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (référence ii), notamment lors des audiences des 16 et 17 juin 2014 et en réponses à de nombreuses demandes de renseignements. Toutes ces informations sont publiques.

1.3 Veuillez indiquer les mesures prises et envisagées par le Distributeur pour s'assurer que ses prévisions de la demande sont objectives et rigoureuses.

Réponse :

Comme indiqué lors de la séance d'information du 19 septembre 2014, le Distributeur utilise des méthodes statistiques reconnues pour s'assurer de la validité de ses modèles, que ce soit pour la significativité des variables ou la détermination des modèles. De plus, le Distributeur a présenté la performance de ses modèles sur une année de test, soit 2011, dans le cadre du dossier R-3814-2012[1]. Quant aux écarts de prévision pour les dossiers soumis à la Régie, le Distributeur a proposé une analyse statistique de la performance prévisionnelle de ses modèles. Voir à ce sujet la référence (iii) et la page 19 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0081) du dossier R-3864-2013.

Le Distributeur réfère aussi l'intervenant à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignement n° 6 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.5 (B-0146) du dossier R-3854-2013.

1.4 Veuillez fournir une comparaison de la méthodologie de prévision de la demande utilisée par le Distributeur avec celles d'autres entreprises comparables.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas d'une telle comparaison. Toutefois, comme le Distributeur l'a mentionné au dossier R-3864-2013[2], l'ensemble des modèles de prévision développés par le Distributeur reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie.

1.5 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait évaluer ou non sa méthodologie et son outil de prévision utilisant la régression linéaire multiple par des experts indépendants. Dans l'affirmative, veuillez déposer les documents pertinents.

Réponse :

La méthodologie de prévision est validée selon les critères statistiques utilisés en modélisation économétrique, comme il l'indique en réponse aux questions 1.3 et 1.4.

---

[1] Voir la réponse à la question 1.1 de le FCEI, à la pièce HQD-13, document 7 (B-0088).
[2] Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021).

Variables utilisées par le Distributeur dans ses prévisions de la demande

Références :

(i) Pièce B-0065, page 11 (Nombre de variables utilisées par le Distributeur);

(ii) Pièce B-0065, page 13 (Coefficients de détermination R2);

(iii) Pièce B-0015, page 17, tableau A-1.

Demandes :

2. À la référence (i), le Distributeur indique qu'il utilise 114 variables économiques dans ses prévisions des ventes d'énergie. À la référence (ii), il indique des coefficients de détermination R2 relativement élevés pour divers secteurs de consommation.

Veuillez indiquer, pour chacune des catégories de consommateurs présentées au tableau A-1 de la référence (iii), les principales variables qui influencent leurs consommations.

Réponse :

Lors de la séance d'information du 19 septembre 2014, le Distributeur a expliqué qu'il utilisait 114 variables pour établir sa <u>prévision économique</u>. Les variables influençant la demande des secteurs de consommation se retrouvent aux pages 25 à 27 du document aux références (i) et (ii).

Impacts potentiels de l'amplitude de la prochaine hausse tarifaire sur les volumes de consommation

Référence :

(i) Pièce B-0015, page 17, tableau A-1.

Demande :

3. Veuillez indiquer si les prévisions de la demande pour 2015 tiennent compte ou non de l'amplitude du prochain ajustement tarifaire sur les volumes de consommation des catégories de consommateurs. Si oui, veuillez indiquer le traitement de l'impact de l'amplitude de la prochaine hausse tarifaire sur les volumes de consommation. Si non, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

Les variations de la position concurrentielle de l'électricité ont un impact sur la diffusion des appareils de chauffage de l'eau et des locaux. Ces taux de diffusion influencent la demande sur des horizons de long terme.

Le Distributeur modélise explicitement les usages à l'aide de modèles de régression linéaire multiple à usages finaux pour sa prévision de long terme. Ces modèles tiennent compte des tendances structurelles, comme la diffusion et l'efficacité des équipements, de même que l'évolution démographique et économique de long terme. D'ailleurs, le Distributeur a mentionné au dossier

R-3864-2013[3] que les élasticités-prix sont intégrées aux variables technico-économiques du secteur Résidentiel et agricole.

Toutefois, sur l'horizon du dossier tarifaire, l'évolution de la position concurrentielle de l'électricité n'a pas d'impact sur la croissance de la demande.

Impacts des investissements sur la demande

Références :

(i) Pièce B-0015, page 10;

(ii) Pièce B-0015, page 11, tableau 4.

Préambule :

(i) « Dans le secteur minier, la baisse des investissements en 2013 pourrait causer un ralentissement de la croissance de la production en 2014. Ce n'est qu'à partir de 2015 que le raffermissement des prix et l'ajout d'investissements, entre autres grâce à la relance du Plan Nord, devraient ramener une croissance plus soutenue. »

(ii) Le tableau 4 indique que la croissance 2014-2015 prévue par le Distributeur pour le secteur minier est de 225 GWh, bien inférieure à celle de 326 GWh pour 2013-2014.

Demandes :

4.1 Veuillez expliquer pourquoi le raffermissement des prix et l'ajout d'investissements, entre autres grâce à la relance du Plan Nord, prévus pour 2015 donneraient une croissance moins élevée pour 2014-2015 par rapport à 2013-2014.

Réponse :

La croissance de la production de l'industrie minière (PIB) est corrélée avec les investissements dans ce secteur, le taux de change et le prix des matières premières. Bien que l'impact des deux dernières variables soit assez immédiat, celui des investissements se manifeste avec un délai plus important, compte tenu du temps de construction, d'installation et de rodage des équipements. Le Distributeur utilise d'ailleurs cette relation retardée pour prévoir la production minière (PIB minier).

Puisque la production minière est une variable déterminante du modèle de prévision des ventes pour le secteur minier, le Distributeur est à même

[3] **Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignement n° 1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-3, document 2 (B-0027).**

d'intégrer les décisions d'investissement dans ce secteur à sa prévision des ventes.

Concrètement, la forte hausse des investissements dans le secteur minier en 2011 et 2012 (+82 % au total) a fait augmenter la production en 2013. Toutefois, durant ces années, l'investissement est revenu au niveau de 2010, laissant présager une croissance moins élevée de la production et des ventes au cours des prochains trimestres (en 2014 et 2015).

Par ailleurs, la relance du Plan Nord, selon l'état de l'économie mondiale et du prix des ressources, aurait plutôt un impact sur un horizon de long terme.

4.2 Veuillez expliquer comment la méthodologie de prévision de la demande du Distributeur fait le lien entre la relance du Plan Nord et l'ajout d'investissements dans divers secteurs économiques.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

4.3 Veuillez expliquer comment la méthodologie de prévision de la demande du Distributeur fait le lien entre les ajouts d'investissements et les volumes de ventes d'énergie en 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

Coefficients de détermination R2

Référence :

(i) Pièce B-0065, page 13.

Préambule :

À la référence (i) traitant de la performance de ses modèles de prévision, le Distributeur présente des coefficients de détermination R2 :

- Résidentiel et agricole : 99,9%;
- Commercial : 99,7%;
- Institutionnel : 99,8%;
- Industriel PME : 91%.

Demandes :

5.1 Veuillez fournir la définition du coefficient de détermination R2.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a expliqué au représentant de l'ACEF de Québec lors de la séance d'information, la détermination, exprimée par un coefficient appelé R^2 (coefficient de détermination), permet de mesurer la qualité d'ajustement d'un modèle de régression. Cette dernière est définie comme étant la part de la variation de la variable déterminée (dans le cas présent, les ventes) expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Ce coefficient est compris entre 0 et 100 %. Plus il est élevé, plus la part de la variabilité expliquée est élevée.

5.2 Veuillez préciser si le coefficient de détermination R2 exprime ou non le degré de corrélation entre deux variables.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

5.3 Veuillez expliquer les liens entre le coefficient de détermination R2 et la justesse (précision) des modèles de prévision du Distributeur.

Réponse :

Comme expliqué en réponse à la question 5.1, le coefficient de détermination représente la part de la variation de la demande expliquée par le modèle. Plus cette part est élevée, moins il y a de variation inexpliquée et plus le modèle est en mesure d'expliquer les relations entre les ventes et les variables qui influencent leur évolution.

5.4 Veuillez expliquer pourquoi le coefficient de détermination du secteur Résidentiel et agricole est de 99,9%, alors que celui du secteur Industriel et PME n'est que de 91%.

Réponse :

Au secteur Résidentiel et agricole, les conditions climatiques expliquent près de 95 % de la variation des ventes. Le reste est attribuable au contexte économique, estimé dans le présent modèle à travers la rémunération des salariés.

Toutefois, au secteur Industriel PME, les variables économiques expliquent 50 % de la variation des ventes, alors que la part des conditions climatiques n'est que de 41 %. Dans ce contexte, le Distributeur considère que le R^2 de 91 % pour ce secteur démontre que le modèle est adéquat et précis.

Appréciation de la qualité de la prévision de la demande du Distributeur

Référence :

(i) Pièce B-0065, page 12.

Préambule :

« Série d'observations d'écarts sur plusieurs années nécessaire pour déterminer la présence ou l'absence de biais, afin de pouvoir réaliser les tests statistiques nécessaires.

- Pour le moment, disponibilité uniquement des écarts de l'année 2013 (entre la prévision des ventes 2013 réalisée lors du dossier R-3814-2012 et les résultats réels. »

Demandes :

6.1 Si, pour le moment, on ne peut rien conclure sur la présence ou l'absence de biais dans les prévisions de la demande du Distributeur, serait-il vrai qu'on ne peut non plus apprécier leur justesse ou précision? Veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3.

6.2 S'il faut attendre quelques années pour déterminer l'existence ou l'absence de biais dans les prévisions effectuées par le Distributeur, par quels critères ou indicateurs la Régie peut-elle apprécier la qualité des prévisions de la demande pour 2014 et 2015 du Distributeur avant de rendre sa décision sur les hausses tarifaires 2015-2016? Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3.

6.3 Veuillez décrire les travaux en cours et prévus par le Distributeur pour améliorer la justesse ou la qualité de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance.

Réponse :

Comme expliqué lors de la séance d'information du 19 septembre 2014 et dans le cadre du dossier R-3864-2013[4], le Distributeur fait le suivi de la détermination de ses modèles et de la significativité des variables utilisées. Il considère un grand nombre de variables aux fins de suivi et avec l'objectif d'éventuellement les intégrer directement dans les modèles advenant une amélioration des critères statistiques pertinents. À ce sujet, voir le complément de réponse à la question 1.2.2 de la demande de renseignement de la FCEI à la pièce HQD-13, document 7 (B-0103) du dossier R-3814-2012.

[4] **Voir la pièce HQD-6, document 1 (B-0081).**

De plus, comme mentionné à la séance d'information et en réponse à la question 1.3, le Distributeur fait le suivi des écarts de prévisions, lequel est présenté dans le cadre des dossiers tarifaires et ceux relatifs aux plans d'approvisionnement.

Inflation et les prévisions du Distributeur

Références :

(i) Pièce B-0068, page 41;

(ii) Pièce B-0068, page 42.

Préambule :

(i) :

12. Référence : Pièce B-0014, p. 3, tableau 1.

Préambule :

Tableau 1
Principaux paramètres économiques

		2013	2014		2015		
		Année historique	D-2014-037	Année de base	Année témoin	*Mise à jour*	*Source*
Taux d'inflation au Canada	(%)	0,9	2,0	1,1	2,0	Mai 2014	Groupe Finances HQ

(ii):

Réponse :

Le taux d'inflation au Québec pour l'année historique 2013 a été de 0,7 %. La prévision du Distributeur est de 1,3 % pour l'année de base 2014 et de 2,0 % pour l'année témoin 2015.

Demandes :

L'ACEF de Québec constate que le taux d'inflation au Canada prévu par le Distributeur pour 2014 est presque deux fois plus élevé que celui estimé pour l'année de base (2014). Elle constate également que les taux d'inflation au Canada et au Québec prévus et retenus par le Distributeur pour 2015 sont bien supérieurs à ceux de 2013 et 2014.

7.1 Veuillez indiquer si la précision des prévisions de taux d'inflation au Canada et au Québec retenus par le Distributeur affecte ou non celle de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance. Si oui, dans quelle mesure? Si non, pourquoi?

Réponse :

Les taux d'inflation au Canada et au Québec n'influencent pas la prévision de la demande. Le Distributeur utilise des variables économiques exprimées en termes réels, soit nettes de l'inflation.

7.2 Veuillez indiquer si la précision des prévisions de taux d'inflation au Canada et au Québec retenus par le Distributeur affecte ou non celle de ses coûts d'approvisionnement. Si oui, dans quelle mesure? Si non, pourquoi?

Réponse :

Certains contrats d'approvisionnement du Distributeur comportent des formules de prix indexées au taux d'inflation. Toutefois, les écarts entre le coût prévu et le coût réel de ces approvisionnements seront portés au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

RÉMUNÉRATION DES COMPTES D'ÉCARTS

Liens entre les risques reliés aux comptes d'écarts et de report (CER) et les divers taux de rémunération

Références :

(i) Pièce B-0012, page 7, tableau 1;

(ii) Pièce B-0012, page 8, lignes 11 à 13;

(iii) Pièce B-0012, page 22, lignes 3 à 5.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à la référence (i) une liste de 10 comptes d'écarts réglementaires.

(ii) « Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il existe un lien entre les comptes d'écarts et l'évaluation de son risque ayant servi à déterminer le taux de rendement de ses capitaux propres ». (Nous soulignons)

(iii) « Pour l'ensemble des justifications susmentionnés, le Distributeur est d'avis que le coût moyen pondéré du capital, calculé pour l'année tarifaire faisant l'objet de la fixation du tarif, est le taux le plus approprié pour rémunérer les soldes des CER».

Demande :

8.1 Pour chacun des comptes d'écarts réglementaires en vigueur, veuillez identifier leurs facteurs de risques et élaborer sur leurs impacts sur le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur.

Réponse de Concentric :

The required return on equity is based on the aggregate risks of the firm and is not determined by evaluating risks at the account level. Any regulatory action that defers recovery of and on prudent expenditures carried out in the conduct of utility business increases the overall risk of the regulated utility and will be considered by equity investors in determining their required return on equity. The factors that move the risk needle on such deferral and variance accounts (DVA) are i) the magnitude of the deferral, ii) the lag between expenditure and recovery, and iii) the return allowed during the period for which recovery is deferred. Equity investors will be largely indifferent to those variance account balances that are amortized into rates and earn a return at the WACC (i.e. these accounts are treated like all other utility capital). However, where no amortization is allowed and/or the return allowed is based on debt and not on weighted average cost of capital (WACC), depending on the materiality, these factors will sway investor perceptions of risk and require compensation for the financing that the equity investors have provided.

8.2 Veuillez indiquer si le Distributeur tient compte ou non, dans sa proposition d'utiliser le coût moyen pondéré du capital, de la différence entre les risques reliés aux CER réglementaires et ceux reliés aux autres actifs du Distributeur? Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez élaborer votre réponse.

Réponse de Concentric :

As indicated in the response to question 8.1, investors do not consider the individual risk of specific accounts but rather consider the aggregate impact of all risk factors on the risk of the firm. As such, the WACC is based on aggregate financing required to secure the firm's assets and is not disaggregated for various asset classes. Accordingly, it is not a beneficial exercise to consider the difference between the risks associated with regulatory DVAs from those related to other utility assets since investors will require a return that compensates them for the aggregate risk of the firm.

Taux de dette de court terme

Référence :

(i) Pièce B-0012, page 20, tableau 2.

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer la nature et le sens des valeurs du numérateur et du dénominateur, respectivement de 470 et 7215 M$, indiquées à la référence (i) *[« Portion Distributeur »*].

Réponse :

Le tableau 2 de la pièce HQD-3, document 3 (B-0012) illustre un cas hypothétique d'un taux de financement basé sur les taux d'intérêt à court terme (2,107 %), sans modification de la structure de capital (65 % de dettes et 35 % de capitaux propres), pour ainsi financer 65 % du montant des comptes d'écarts (CER) de 400 M$.

Puisqu'un financement présumé spécifique (2,107 %) est attribué sur un montant représentant 65 % des CER, soit 260 M$, il faut donc l'exclure du calcul du coût de la dette et, par conséquent, du calcul du coût moyen pondéré du capital servant à rémunérer les actifs autres que les CER.

Pour ce faire, il faut d'abord déterminer la dette présumée du Distributeur, c'est-à-dire la quote-part de la dette intégrée d'Hydro-Québec servant à financer les actifs du Distributeur et établie selon la structure de capital présumée, soit 65 % de dettes et 35 % de capitaux propres (dénominateur d'une valeur de 7 215 M$).

Le tableau R-9.1-A détaille le calcul permettant d'établir la dette présumée du Distributeur à 7 215 M$.

Tableau R-9.1-A :
Calculs de la dette présumée du Distributeur

Valeur totale des actifs en M$ (A)	Quote-part de la dette (B)	Dette présumée en M$ (A X B)
11 100	65%	7 215

Afin de maintenir un coût de dette équivalent au coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec (6,511 %), il faut ensuite déterminer les frais financiers présumés du Distributeur, soit la quote-part du Distributeur des frais financiers reliés à la dette intégrée d'Hydro-Québec (numérateur d'une valeur de 470 M$). Le tableau R-9.1-B détaille ce calcul des frais financiers présumés du Distributeur.

Tableau R-9.1-B :
Calcul des frais financiers présumés du Distributeur

Dette présumée en M$ (A)	Coût de la dette intégrée (B)	Frais financiers présumés en M$ (A X B)
7 215	6,511%	470

9.2 Veuillez expliquer comment ces valeurs ont été déterminées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1

9.3 Dans le cas hypothétique où le solde des CER était financé entièrement par l'émission d'une dette de court terme, est-ce que les prêteurs, selon le Distributeur, considéreraient que leurs prêts comporteraient moins ou plus de risques que ceux associés aux dettes d'Hydro-Québec, compte tenu du caractère « réglementaire » des CER?

Réponse :

Tel que mentionné à la réponse 9.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0070), les créanciers qui détiennent une dette d'Hydro-Québec, en excluant la garantie de la province de Québec, disposent d'un recours contre l'ensemble des actifs de l'entreprise pour le remboursement de leur prêt. C'est donc le risque global des actifs de l'entreprise qui est considéré et non le risque spécifique d'un actif.

Récupération du coût de la dette présumée du Distributeur

Référence :

(i) Pièce B-0012, page 21, tableau 3.

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer la nature et le sens des valeurs du numérateur et du dénominateur, respectivement de 479 et 7355 M$, indiquées à la référence (i) *[« Portion Distributeur »]*. Veuillez expliquer comment ces valeurs ont été déterminées.

Réponse :

Le tableau 3 illustre un cas hypothétique d'un taux de financement basé sur les taux d'intérêt à court terme (2,107 %), avec une modification de la structure de capital (100 % de dettes et 0 % de capitaux propres) pour financer l'intégralité du montant des CER de 400 M$.

Puisqu'un financement présumé spécifique (2,107 %) est attribué sur un montant représentant 100 % des CER (400 M$), il faut donc l'exclure du calcul du coût de la dette et, par conséquent, du calcul du coût moyen pondéré du capital servant à rémunérer les actifs autres que les CER.

Pour ce faire, il faut d'abord déterminer la dette présumée du Distributeur, soit la quote-part de la dette intégrée d'Hydro-Québec servant à financer les actifs du Distributeur établie selon la nouvelle structure de capital présumée (dénominateur d'une valeur de 7 355 M$).

Le détail du calcul de la dette présumée du Distributeur est présenté au tableau R-10.1-A :

Tableau R-10.1-A :
Calcul de la dette présumée du Distributeur

	Valeur totale des actifs en M$ (A)	Quote-part de la dette (B)	Dette présumée en M$ (A X B)
CER	400	100%	400
Autres	10 700	65%	6 955
Total	11 100		7 355

Afin de maintenir un coût de dette équivalent au coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec (6,511 %), il faut ensuite déterminer les frais financiers présumés du Distributeur, soit la quote-part du Distributeur des frais financiers reliés à la dette intégrée d'Hydro-Québec (numérateur d'une valeur de 479 M$).

Le détail du calcul des frais financiers présumés du Distributeur est présenté au tableau R-10.1-B :

Tableau R-10.1-B :
Calcul des frais financiers présumés du Distributeur

Dette présumée en M$ (A)	Coût de la dette intégrée (B)	Frais financiers présumés en M$ (A X B)
7 355	6,511%	479

10.2 Veuillez expliquer le sens du coût de dette de 6,764% calculé par le Distributeur et présenté à la ligne intitulée « Dette », colonne intitulée « Taux ».

Réponse :

Le taux de 6,764 %, figurant au tableau 3 de la pièce HQD-3, document 3 (B-0012), correspond au coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec qui a été établi en excluant le financement présumé spécifique à 100 % de dette lié à l'intégralité du montant des CER de 400 M$. Ce taux représente la composante « dette » nécessaire à l'établissement du coût moyen pondéré du capital, lequel est utilisé pour déterminer la rémunération des actifs autres que les CER.

10.3 Veuillez indiquer si le taux de 6,764% se rapproche des taux du marché applicables pour le cas d'Hydro-Québec.

Réponse :

Ce taux est établi en fonction de l'ensemble des dettes existantes d'Hydro-Québec au 30 avril 2014 ainsi que de celles prévues pour le reste de l'année 2014 et pour l'année 2015. Cependant, comme mentionné en réponse à la question 10.1, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec exclut un montant de 400 M$ reliés aux CER puisque ce dernier fait l'objet d'un financement présumé spécifique avec un taux basé sur les taux d'intérêt à court terme (2,107 %). Il est à noter que le coût des dettes à taux variable est basé sur le taux des acceptations bancaires 3 mois prévu pour 2015, lequel est établi à partir du Consensus Forecasts du mois de mai 2014.

Coûts des emprunts de court terme d'Hydro-Québec et d'autres distributeurs d'électricité

Références :

(i) Pièce B-0068, page 14 (Préambule iii de la question no 5 de la DDR no 1 de la Régie au Distributeur »;

(ii) Pièce B-0068, page 16 (Réponse du Distributeur à la question no 5 de la DDR no 1 de la Régie).

Préambule :

(i) « (iii) Au tableau E-1 : Prévision des variables économiques 2014 et 2015, le Distributeur

indique un taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec, en dollars canadiens, de 3,051 % pour l'année 2015."

(ii) « Le Distributeur note également que le taux prévu des obligations 5 ans d'Hydro-Québec de 3,051 % tel que présenté à la référence (iii) n'intègre ni le coût de la garantie gouvernementale (0,5 %), ni les frais d'émission qu'encourrait Hydro-Québec si elle réalisait un financement d'une échéance de 5 ans. »

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer comment le coût de la garantie gouvernementale (0,5%) et les frais d'émission mentionnés à la référence (ii) sont reflétés ou intégrés dans différents taux d'Hydro-Québec montrés aux tableaux 2 et 3 de la pièce B-0012 (taux de dette de court terme, taux de dette globale, coût des capitaux propres, et coût moyen pondéré du capital).

Réponse :

Dans les calculs illustrés aux tableaux 2 et 3 de la pièce HQD-3, document 3 (B-0012), le taux de dette globale utilisé est de 6,511 % et correspond au coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec de l'année 2015, tel qu'établi au tableau 2 de la pièce HQD-4, document 3.2 (B-0017). Le coût de la garantie gouvernementale (0,5 %) et les frais d'émission s'appliquant aux émissions de dettes sont des composantes du numérateur (frais financiers) servant à calculer le coût de la dette intégrée, tel que défini au tableau D-1 de la pièce HQD-4, document 3.2 (B-0017). Par conséquent, ces éléments entrent dans le calcul du coût moyen pondéré du capital mais ne font toutefois pas partie du coût des capitaux propres.

Les autres taux de dette globale utilisés (6,676 % au tableau 2 et 6,764 % au tableau 3) ont été calculés à partir du taux de 6,511 % et intègrent donc les mêmes composantes, soit les frais de garantie et les frais d'émission.

Par ailleurs, le taux de dette court terme de 2,107 % a été calculé à partir du taux moyen à court terme de 1,607 %, apparaissant au tableau A-2 de l'annexe A de la pièce HQD-4, document 3.2 (B-0017), auquel a été ajouté le taux des frais de garantie de 0,5 %.

Aux fins des exemples illustrés aux tableaux 2 et 3 de la pièce HQD-3, document 3 (B-0012), les frais d'émission n'ont pas été pris en considération compte tenu du fait que les montants ne sont pas significatifs et qu'ils varient en fonction du type de financement émis.

11.2 Veuillez fournir un estimé des coûts d'une obligation de 3 ans et de 5 ans respectivement pour une émission hypothétique de 400 M$ d'Hydro-Québec.

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-11.2 la prévision des taux des obligations d'Hydro-Québec sur un horizon de trois et de cinq ans sur la base du Consensus Forecasts de mai 2014. Ces taux ne tiennent pas compte des frais de garantie et d'émission.

Tableau R-11.2 :
Prévision des taux obligataires 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec

	Historique [1]	Prévisions [2]			
	2013	Août 2014 Horizon 3 mois	Mai 2015 Horizon 12 mois	**2014**	**2015**
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,571%	1,816%	2,332%	1,714%	2,284%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,249%	2,583%	3,099%	2,490%	3,051%

Note :
1. Les données historiques sont tirées de Bloomberg.
2. Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts* , Consensus Economics Inc, Mai 2014.

11.3 Veuillez fournir un estimé des coûts d'une obligation de 3 ans et de 5 ans respectivement pour une émission hypothétique de 400 M$ par d'autres distributeurs d'électricité. Veuillez expliquer toute différence ou similitude avec le cas du Distributeur.

Réponse :

Le coût de financement d'une entreprise de distribution d'électricité dépend de plusieurs facteurs qui lui sont propres, notamment la cote de crédit de l'entreprise et la taille des émissions. Dans ce contexte et compte tenu de la portée de la question, le Distributeur ne dispose pas des informations qui lui permettraient d'y répondre adéquatement.

Coût de financement des actifs de court terme et coût de la dette d'Hydro-Québec

Références :

(i) Pièce B-0012, page 18, lignes 28 à 32;

(ii) Pièce B-0012, page 20, tableau 2;

(iii) Pièce B-0017, page 9, tableau 2.

Préambule :

(i) « Au même titre que les autres actifs du Distributeur, les actifs associés aux CER sont donc <u>financés</u> par Hydro-Québec au moyen de capitaux propres et de capitaux empruntés et <u>ceci tient autant pour les actifs de long terme que pour les actifs de court terme, dont la durée peut-être similaire à celles des CER</u>, tels, par exemple, les véhicules et les comptes à recevoir découlant de la facturation de l'électricité vendue. » (nous soulignons)

(ii) La référence (ii) montre un coût de la dette de 6,511% ;

(iii) :

Tableau 2 :
Évolution du coût de la dette[7]

	Composantes (en millions de dollars)	2013 (réel)	2014	2015
	Numérateur - Frais financiers	**2 714**	**2 744**	**2 745**
=	Intérêts sur dettes à long terme	2 514	2 539	2 533
+	Frais de garantie	199	205	212
	Dénominateur – Valeur ajustée de la dette et des swaps[8]	**41 385**	**41 924**	**42 162**
=	Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	41 953	42 588	42 984
-	Éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
	▪ Cumul des autres éléments du résultat étendu	318	413	474
	▪ Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	868	849	792
	▪ Solde des radiations liées aux normes comptables de 2007	(109)	(92)	(35)
	▪ Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	(509)	(505)	(408)
	Coût moyen de la dette (%)	**6,557**	**6,544**	**6,511**

Demandes :

12.1 Si le coût moyen de la dette (évalué à 6,511% pour 2015) ne reflète que les *« intérêts sur dettes à long terme »* et les frais de garantie comme l'indique le tableau 2, les intérêts sur les dettes de court terme sont reflétés comment dans le coût de la dette d'Hydro-Québec?

Réponse :

Le libellé « Intérêts sur dettes à long terme » fait référence aux dettes émises d'une durée initiale supérieure à un an. Ainsi, ces dettes regroupent autant les financements à long terme que les emprunts de plus courte échéance portant intérêt à des taux de court terme tels que des taux d'intérêts à 3 ans, 5 ans ou à taux flottant.

12.2 Veuillez concilier votre réponse à la question précédente avec l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question 12.1, l'expression « dette à long terme » englobe la dette d'une échéance d'un an et plus, donc d'une durée semblable également aux actifs ayant une durée d'utilité de plus court terme tels que ceux mentionnés à la référence (i).

Traitement des coûts du compte de pass-on pour l'achat d'électricité

Références :

(i) Pièce B-0012, page 18, lignes 11-20;

(ii) Pièce B-0013, page 4, lignes 22 à 26.

Préambule :

(i) « Ainsi, si le Distributeur doit débourser un montant plus élevé que prévu pour une dépense d'exploitation, il faut financer la différence en attendant de récupérer ces fonds dans les tarifs des années subséquentes. Cet écart entre le déboursé et sa récupération dans les revenus donne lieu à un compte à recevoir, soit un actif réglementaire. Inversement si dans le cadre d'un CER, le Distributeur perçoit des fonds qu'il doit rembourser plus tard aux clients, ce devancement de revenus procure une source de financement en attendant le remboursement et donne lieu à un compte à payer, soit un passif réglementaire. Les déficits ou surplus d'encaisse associés aux actifs et passifs créés par les CER sont intégrés dans le flux de trésorerie consolidé provenant de l'ensemble des activités d'exploitation d'Hydro-Québec et, de ce fait, font partie intégrante des besoins de fonds d'Hydro-Québec. » (nous soulignons)

(ii) « Compte tenu du caractère exceptionnel des coûts d'approvisionnement encourus au cours de l'hiver 2013-2014 en raison des conditions climatiques très rigoureuses, le compte de *pass-on* 2013 et 2014 enregistre des écarts substantiels à récupérer de la clientèle au 31 décembre 2014. »

Demandes :

13.1 Veuillez indiquer si en 2014 Hydro-Québec a effectivement intégré dans son flux de trésorerie consolidé les écarts de coûts et de revenus par rapport à ceux prévus pour le cas du Distributeur. Si oui, veuillez fournir un ordre de grandeur des écarts de coûts et de revenus en 2014. Si non, pourquoi?

Réponse :

Le flux de trésorerie intégré d'Hydro-Québec est constitué de plusieurs éléments qui proviennent de toutes les divisions. La somme de tous ces éléments détermine le niveau des emprunts requis durant l'année. Les systèmes de gestion ne permettent pas de reconstituer un flux de trésorerie spécifique pour le Distributeur. Cependant, le Distributeur estime pour l'année 2014, à l'aide d'une approche à la marge, que les coûts d'approvisionnement plus élevés que prévus occasionneront des sorties de fonds supplémentaires d'environ 325 M$, atténués par une entrée de fonds d'environ 127 M$ liée aux ventes plus importantes découlant des aléas climatiques.

13.2 Veuillez indiquer comment Hydro-Québec prévoit son flux de trésorerie consolidé et ses besoins de fonds pour 2015 considérant que les hausses tarifaires 2015-2016 et les modalités de disposition du compte de pass-on ne seraient pas connus avant le 1er avril 2015.

Réponse :

L'hypothèse utilisée dans le budget de trésorerie pour les années à venir est conforme à la proposition du Distributeur concernant les modalités de disposition du compte de *pass-on*.

13.3 Veuillez confirmer que le solde des coûts du compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité est considéré par les règles actuelles de la Régie comme des dépenses d'exploitation du Distributeur, par opposition aux charges d'investissement. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

Selon les modalités de disposition actuelles, le solde du compte de *pass-on* fait partie des coûts d'approvisionnement du Distributeur.

13.4 Veuillez confirmer que, pour une année donnée, le coût d'achat d'électricité réel peut être inférieur à celui retenu pour l'établissement des tarifs, en raison par exemple d'un hiver plus chaud que normalement, et que dans ce cas, le Distributeur remboursera à sa clientèle les montants en surplus (passif réglementaire).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

13.5 Selon le Distributeur, le compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité devrait-il être maintenu hors base de tarification ou non? Veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

Conformément à la décision D-2006-34[5], le Distributeur propose d'inclure le solde du compte de *pass-on* dans la base de tarification.

Coût de la dette d'Hydro-Québec

Références :

(i) Pièce B-0012, page 17, ligne 28;

(ii) Pièce B-0068, pages 20 à 21.

Préambule :

[5] Page 24

(i) « Depuis la décision D-2003-93, les CER du Distributeur sont tous rémunérés au coût moyen pondéré du capital. Ce coût moyen pondéré est calculé en utilisant un niveau de capitaux propres présumé de 35%, dont le coût pour 2015 est de 8,2%, et un niveau de dette présumé de 65%. Concernant le coût de la dette, compte tenu du fait qu'Hydro-Québec gère ses programmes de financement d'une manière globale et intégrée, ce qui implique qu'aucun financement spécifique n'est effectué pour ses différents secteurs d'activité (i.e. production, transport et distribution) ou n'est relié à un actif en particulier, c'est le coût de la dette intégrée de l'entreprise qui est utilisé pour calculer le coût de la dette des divisions réglementées et ce, depuis la décision D-2002-95 ». (nous soulignons)

(ii) « Les prêteurs ne font donc pas de distinction basée sur le type d'actif lorsqu'ils évaluent le risque d'un emprunt d'Hydro-Québec ».

Demandes :

14.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût de la dette d'Hydro-Québec reflète entre autres le coût historique des dettes encourues pour la construction de ses différentes installations de production [« barrages hydro-électriques », centrale nucléaire Gentilly 2, etc.]. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

L'évaluation du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec incorpore, année après année, le coût historique de la dette ainsi que le coût des nouveaux financements prévus. Les questions reliées au financement intégré d'Hydro-Québec ont essentiellement été abordées dans les deux premières phases du dossier R-3492-2002 du Distributeur. C'est alors que la Régie a retenu le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur. Ce coût inclut le financement effectué pour toutes les divisions de l'entreprise et est calculé conformément aux décisions de la Régie à ce sujet, notamment les décisions D-2003-93, D-2004-47 et D-2009-16.

14.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les prêteurs tiennent compte des risques associés aux divers types d'installation d'Hydro-Québec (i.e. production, transport et distribution) dans la détermination des taux d'intérêt applicables aux emprunts d'Hydro-Québec. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1.

14.3 Si, selon le Distributeur (référence ii), les prêteurs ne font pas de distinction basée sur le type d'actif lorsqu'ils évaluent le risque d'un emprunt d'Hydro-Québec, serait-il vrai que le coût de la

dette d'Hydro-Québec reflète également les risques associés aux installations de production d'Hydro-Québec? Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 14.1.**

14.4 Veuillez indiquer si les risques associés aux activités de production et d'exportation d'électricité du Producteur sont plus élevés ou non de ceux associés aux activités du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 14.1.**

14.5 Veuillez indiquer si l'amplitude des emprunts d'Hydro-Québec influence ou non la détermination de son coût de la dette.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 14.1.**

14.6 Veuillez expliquer en quoi le coût des emprunts globaux (production, transport, et distribution) d'Hydro-Québec est approprié pour estimer le coût de la dette applicable aux comptes d'écarts réglementaires du Distributeur, à part du fait qu'Hydro-Québec gère son financement de façon globale et intégrée.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 14.1.**

MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES 2013 ET 2014 DU COMPTE DE PASS-ON

Références :

(i) Pièce B-0013, page 5;

(ii) Pièce B-0068, page 38 (Réponse du Distributeur à la question 11.1 de la DDR no 1 de la Régie).

Préambule :

(i) « Le Distributeur est d'avis que l'importance des montants en cause justifie de modifier de façon ponctuelle les modalités de disposition du compte de pass-on 2013 et 2014, de façon à répartir sur cinq ans, à compter de 2016, le solde de ce compte

plutôt que de procéder à un versement intégral dans les revenus requis de 2015 comme la pratique reconnue l'exigerait. En débutant la première année du report en 2016 plutôt qu'en 2015, le Distributeur peut ainsi limiter l'impact des écarts sur l'ajustement tarifaire de l'année 2015. En outre, ces modalités permettront d'assurer un étalement dans les années à venir de l'impact des coûts découlant des conditions climatiques de l'hiver 2013-2014.

Cette proposition s'appuie sur la décision D-2008-0249 dans laquelle la Régie énonce qu'elle retient une approche au cas par cas lui permettant de disposer de la flexibilité nécessaire pour faire face aux situations qui pourraient survenir. Elle privilégie ainsi une approche factuelle, après avoir considéré le solde du compte de pass-on, le respect des principes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire. Cette décision repose sur la proposition du Distributeur qui avait alors examiné, à la demande de la Régie, la possibilité de mettre en place un mécanisme d'atténuation des impacts des fluctuations du compte d'écarts. » (nous soulignons)

(ii) « Le Distributeur est ainsi d'avis que la hausse tarifaire de 7,6% qui résulterait de l'application des modalités de disposition actuelles du compte de *pass-on* est importante et, à ce titre, justifie une récupération des soldes 2013 et 2014 sur une période plus longue de façon à assurer une certaine stabilité tarifaire »

Demandes :

15.1 Veuillez indiquer ce que signifie pour le Distributeur l'équité intergénérationnelle et préciser si sa proposition de « *modifier de façon ponctuelle les modalités de disposition du compte de pass-on 2013 et 2014 »* vise à maintenir ou améliorer l'équité intergénérationnelle ou non.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de UC à la pièce HQD-15, document 14.1.

15.2 Outre la proposition de modification des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de pass-on du Distributeur, y-a-t-il d'autres modalités associées à la récupération des coûts qui pourraient être modifiées par la Régie pour limiter les hausses tarifaires de 2015-2016? Veuillez expliquer et dans l'affirmative, veuillez analyser les avantages et inconvénients pour le Distributeur et pour sa clientèle respectivement.

Réponse :

Le Distributeur tient à mentionner que lors de la préparation de son dossier tarifaire, les revenus requis sont établis selon ses meilleures prévisions et selon le cadre réglementaire en vigueur.

Le Distributeur a proposé l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer du solde exceptionnel de 2013 et 2014 du compte de *pass-on* sur une période de cinq ans à compter de 2016, afin d'atténuer la hausse tarifaire demandée. De plus, comme mentionné en réponse à la question 32.3 de la

demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2, le Distributeur ne s'oppose pas au versement, à titre exceptionnel, de l'écart créditeur 2014 relatif au BEIÉ, aux revenus requis de 2015.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre 2014 représente 128 M$ à remettre à la clientèle. Cette information est déposée en réponse à la question 35.1 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.

À l'instar du traitement proposé par la Régie quant au solde du compte d'écarts relatif au BEIÉ, le Distributeur ne s'opposerait pas, à titre exceptionnel, à verser en tout ou en partie dans ses revenus requis de 2015, le solde de ce compte qui pourrait aussi contribuer à la réduction de la hausse tarifaire, et ce dans la mesure où la Régie le jugerait approprié.

Aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016-2020

Références :

(i) Pièce A-0012, page 10 (question 11.2 de la DDR no. 1 de la Régie au Distributeur);

(ii) Pièce B-0068 (HQD-15, document 1, page 38.

Préambule :

(i) La question 11.2 de la DDR no 1 de la Régie au Distributeur [référence (i)] se lit comme suit :

« Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016-2020, avec et sans l'impact des modalités de disposition du compte de pass-on proposées par le Distributeur. Veuillez commenter. »

(ii) Réponse du Distributeur à la question 11.2 de la DDR no 1 de la Régie:

« Réponse :
À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres et/ou hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les hausses tarifaires prévues, selon les modalités proposées de disposition du compte de pass-on, seraient de 3,9 % en 2015, de l'ordre de 3 % pour les années 2016 et 2017 et de l'ordre de 2 % pour les années 2018 à 2020.
Selon les modalités actuelles de disposition du compte de pass-on, les hausses tarifaires prévues seraient de 7,6 % en 2015, de moins de 0,5 % pour les années 2016 et 2017 et de l'ordre de 2,5 % pour les années 2018 à 2020. »

Demandes :

16.1 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur de l'évolution durant la période 2016-2020 des coûts et des revenus suivants:

- Coûts associés à l'achat d'énergie éolienne;
- Coûts reliés à la masse salariale du Distributeur;

- revenus des ventes des surplus énergétiques du Distributeur;

- tous autres coûts connus ou anticipés par le Distributeur pouvant affecter significativement l'évolution des hausses tarifaires de la période 2016-2020.

Réponse :

La demande dépasse le cadre du présent dossier.

16.2 Veuillez fournir les raisons pour lesquelles les hausses tarifaires passeraient de moins de 0,5% pour les années 2016 et 2017 à environ 2,5% pour les années 2018 à 2020, dans le cas où on applique les modalités actuelles de disposition du compte de *pass-on*.

Réponse :

La demande dépasse le cadre du présent dossier.

COÛTS DES APPROVISONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Volumes et coûts des approvisionnements en 2014

Références :

(i) Pièce B-0020, page 5, lignes 1 à 10;

(ii) Pièce B-0020, page 6, tableau 1.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que, par rapport à ceux prévus au dossier tarifaire 2014-2015, les achats d'énergie de court terme ont augmenté de 2,5 TWh en 2014, alors que le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est de 4,9 TWh.

À la référence (ii), le Distributeur indique que le coût unitaire des achats d'énergie de court terme en 2014 est de 173,7 $/MWh, par rapport à 53,2 $/MWh retenu dans la décision D-2014-037.

Demandes :

17.1 Pour l'année 2014, veuillez fournir les volumes d'énergie incluant les pertes électriques (en TWh), les coûts (en M$), et les coûts unitaires (en $/MWh) associés:

- À l'électricité patrimoniale [sans et avec pertes électriques];

- À l'énergie du contrat en base de 350 MW excluant les rappels d'énergie;

- Aux rappels d'énergie du contrat en base.

Réponse :

Les achats d'électricité patrimoniale exprimés en ventes (après les pertes) figurent au tableau 2 de la pièce HQD-6, document 2 (B-0021). Le tableau 2 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020) présente les achats d'électricité patrimoniale exprimés en besoins (avant les pertes).

Finalement, le coût des achats d'électricité postpatrimoniale se trouve à l'annexe A de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020). Le coût de l'énergie rappelée est égal au prix de l'électricité du contrat en base.

17.2 Veuillez fournir les principales composantes des achats d'énergie de court terme en 2014 et leurs caractéristiques de coûts.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.

17.3 Veuillez expliquer pourquoi le coût unitaire des achats d'énergie de court terme est de 173,7 $/MWh en 2014, alors que la décision D-2014-037 a retenu la valeur de 53,2 $/MWh pour la même année.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.

17.4 Veuillez indiquer s'il serait possible et plus économique d'utiliser davantage de l'électricité patrimoniale au lieu d'acheter de l'énergie de court terme. Veuillez appuyer votre réponse par des démonstrations chiffrées.

Réponse :

Le Distributeur maximise continuellement l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, les achats de court terme réalisés par le Distributeur visent à combler des besoins qui surviennent au-delà de l'électricité patrimoniale et des autres approvisionnements de long terme.

Opportunité de rappeler l'énergie pour l'hiver 2014

Références :

(i) Pièce B-0020, page 5, tableau 4;

(ii) Pièce B-0020, page 17, ligne « HQP Base » (Année 2014);

(iii) Pièce B-0020, page 17, ligne « Court terme, Achats d'énergie » (Année 2014);

(iv) Pièce B-0020, page 5, lignes 18 à 20.

Préambule :

(i) La référence (i) indique que la quantité d'énergie rappelée en 2014 est de 0,6 TWh.

(ii) La référence (ii) indique que le coût unitaire de l'énergie du contrat en base en 2014 est de 57,3 $/MWh incluant le coût de la garantie de puissance pour des rappels d'énergie.

(iii) La référence (iii) indique que le coût d'achat d'énergie de court terme en 2014 est de 173,7 $/MWh.

(iv) « Toutefois, la hausse des besoins pour 2014 amène le Distributeur à planifier des rappels de 400 MW en décembre 2014 ».

Demandes :

18.1 Veuillez fournir, pour chaque mois de 2014, la puissance rappelée (en MW), le volume d'énergie rappelée (en TWh), le coût de puissance (en M$) et le coût d'énergie rappelée (en M$), déterminés selon le plan de gestion de la convention d'énergie différée du Distributeur pour 2014 (plan de gestion 2014).

Réponse :

Le Distributeur a rappelé 150 MW en janvier et février 2014, soit 112 GWh et 101 GWh respectivement. Le prix de l'énergie pour l'année 2014 est de 56,4 $/MWh et celui de la puissance, de 4,3 $/kW-mois pour janvier et de 4,8 $/kW-mois pour février.

De plus, le Distributeur planifie des rappels de 400 MW en décembre, soit près de 300 GWh. Le prix de la puissance correspond au coût évité de 5 $/kWh-mois.

18.2 On constate que le coût de l'énergie rappelée de l'ordre de 57 $/MWh est bien inférieur à celui d'énergie de court terme sur les marchés (173 $/MWh). Veuillez indiquer s'il aurait été possible de rappeler plus d'énergie que les quantités indiquées dans le plan de gestion 2014 pour les mois de janvier à mars 2014 afin de réduire le coût d'achat d'énergie de court terme. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez élaborer votre réponse et justifier la stratégie utilisée par le Distributeur.

Réponse :

Les conventions d'énergie différée permettent au Distributeur de rappeler de l'énergie afin de répondre à des besoins fermes en énergie. Le Distributeur rappelle qu'il doit transmettre au plus tard le 15 septembre le préavis de retour d'énergie pour la période d'hiver à venir. La planification est alors établie selon les conditions climatiques normales, de façon à ne pas accroître le volume d'électricité patrimoniale inutilisée et ce, dans le respect des modalités des conventions d'énergie différée. Le coût plus important que prévu des achats de court terme pour l'hiver 2013-2014 s'explique par les conditions climatiques plus froides qu'anticipées.

18.3 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez fournir les quantités de puissance, d'énergie ainsi que les coûts pour chacun des mois de la période janvier à mars 2014.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2.

Opportunité de différer l'énergie en 2014

Références :

(i) Pièce B-0020, page 5, lignes 15 à 20;

(ii) Pièce B-0020, page 17.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique qu'il maintient sa stratégie de ne pas différer d'énergie du contrat en base en 2014, malgré une hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027.

À la référence (ii), le Distributeur indique que le coût de l'énergie du contrat en base est de 57,3 $/MWh en 2014 [basé sur un volume d'énergie total de 3,6 TWh, soit 3,1 TWh du contrat en base et 0,5 TWh d'énergie rappelée].

Demandes :

19.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'utilise pas davantage de l'électricité patrimoniale en 2014 au lieu d'acheter de l'énergie du contrat en base dont le coût unitaire est beaucoup plus élevé.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.4.

19.2 Veuillez indiquer si le Distributeur peut différer l'énergie du contrat en base d'avril à novembre 2014, tout en pouvant ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant 2027. Veuillez élaborer votre réponse et soumettre votre évaluation de l'évolution du compte d'énergie différée de 2014 à 2027.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

19.3 Veuillez indiquer si la gestion des approvisionnements choisie par le Distributeur pour 2014 permet ou non de minimiser le coût total des approvisionnements en 2014. Veuillez appuyer votre réponse par des démonstrations quantitatives appropriées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

19.4 Veuillez indiquer si la gestion des approvisionnements choisie par le Distributeur pour 2014 permet ou non de minimiser le coût total des approvisionnements de la période 2014-2027. Veuillez appuyer votre réponse par des démonstrations quantitatives appropriées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Opportunité de revendre des surplus du Distributeur sur le marché en 2014

Référence :

(i) Pièce B-0020, page 17, ligne intitulée « Reventes d'énergie ».

Demande :

20. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne revend aucune quantité d'énergie sur le marché en 2014, alors qu'il se trouve en situation de surplus et que le prix d'énergie sur le marché semble être élevé en cette année.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Besoins énergétiques et équilibre énergétique de la période 2014-2027

Références :

(i) Pièce B-0020, page 5;

(ii) Pièce B-0020, page 9, tableau 4.

Préambule :

(i) « Ainsi, malgré une hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027, dont 5,5 TWh pour l'année 2014, l'équilibre énergétique à long terme n'a pas significativement changé depuis le dépôt du précédent dossier tarifaire. Le Distributeur maintient donc sa stratégie de ne pas différer d'énergie du contrat en base en 2014.»;

(ii) La référence (ii) présente les volumes d'énergie postpatrimoniaux par blocs d'énergie (Base, cyclable, biomasse, éolien, etc.) pour chacune des années de la période 2013-2015.

Demandes :

21.1 Veuillez fournir les besoins énergétiques (en TWh) prévus pour chacune des années de la période 2014-2027 selon la prévision du Distributeur dans le présent dossier et selon celle retenu dans le précédent dossier tarifaire (R-3854-2013 Phase 1) respectivement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

21.2 Veuillez fournir, pour chacune des années de la période 2014-2027, les quantités d'énergie (en TWh) des blocs d'énergie suivants, dans un scénario d'évolution des besoins mentionné à la référence (i) :

- L'électricité patrimoniale utilisée;
- L'énergie du contrat cyclable;
- L'énergie du contrat en base excluant les rappels,
- L'énergie différée du contrat en base;
- Les rappels d'énergie du contrat en base;
- Kruger et Tembec;
- Biomasse II (A/O 2009-01);
- Biomasse III (PAE 2011-01);
- Éolien I (A/O 2003-02);
- Éolien II (A/O 2005-03);
- Éolien III (A/O 2009-02);
- Autres éoliens, le cas échéant;
- Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01);
- Achats d'énergie de court terme;
- Les reventes d'énergie;
- Autres blocs d'énergie nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande (veuillez préciser).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

21.3 Veuillez identifier clairement et distinctement tous les blocs d'énergie dont l'acquisition n'a pas reçu l'autorisation de la Régie.

Réponse :

L'ensemble des contrats de long terme d'approvisionnement en électricité du Distributeur doivent recevoir l'approbation de la Régie.

21.4 Veuillez indiquer à quelle année le solde du compte d'énergie différée du contrat en base sera ramené à zéro dans le cas d'une évolution moyenne de la demande, selon le scénario d'évolution des besoins mentionné à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

21.5 Veuillez indiquer le solde du compte d'énergie différée du contrat en base en 2027 dans le cas d'une évolution faible de la demande, selon le scénario d'évolution des besoins mentionné à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

21.6 Veuillez expliquer pourquoi *« l'équilibre énergétique à long terme n'a pas significativement changé depuis le dépôt du précédent dossier tarifaire »*, malgré une hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027.

Réponse :

Bien que les niveaux annuels de surplus énergétiques aient diminué à la suite de l'augmentation des besoins prévus, la période de surplus demeure sensiblement la même et le Distributeur ne dispose pas davantage de certitude sur la capacité de rappeler l'énergie différée.

21.7 Dans la gestion des contrats d'énergie différée pour l'équilibre énergétique de 2014 à 2027, est-ce que le Distributeur vise à minimiser ou non les coûts totaux des approvisionnements à court

terme (i.e. en 2014 et 2015) et pour l'ensemble de la période 2014-2027? Dans l'affirmative, veuillez en faire les démonstrations qualitatives et quantitatives.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Opportunité de différer l'énergie du contrat en base en 2015

Références :

(i) Pièce B-0020, page 7, ligne 6;

(ii) Pièce B-0020, page 6, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur indique qu'il ne prévoit pas de différer l'énergie en 2015 (référence i), alors qu'il prévoit de laisser inutilisée une quantité importante d'électricité patrimoniale (6,6 TWh selon la référence ii).

Demandes :

22.1 Veuillez fournir les raisons motivant la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie en 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

22.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'il est possible de différer l'énergie en 2015 et de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant 2027. Veuillez expliquer votre réponse, en indiquant clairement vos hypothèses et résultats.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

22.3 Veuillez déposer votre évaluation de l'évolution du compte d'énergie différée pour la période 2014-2027, en indiquant les soldes annuels, les retraits et les quantités d'énergie différée par année.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

22.4 Veuillez indiquer s'il serait plus économique de différer l'énergie du contrat en base en 2015 et d'utiliser davantage de l'électricité patrimoniale. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez appuyer votre réponse par des évaluations de coûts, en indiquant les volumes d'énergie et les coûts unitaires pertinents.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Opportunité de rappeler l'énergie du contrat en base en 2015

Références :

(i) Pièce B-0020, page 7, ligne 6;

(ii) Pièce B-0020, page 5, ligne 18;

(iii) Pièce B-0020, page 9, tableau 4.

Préambule :

Le Distributeur indique à la référence (i) qu'il ne compte ni rappeler ni différer l'énergie en 2015, alors que pour décembre 2014, il prévoit de rappeler l'énergie [400 MW selon la référence (ii)].

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie en 2015 repose sur l'hypothèse que les besoins en puissance et en énergie de 2015 évolueraient exactement comme ceux prévus par le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

23.2 Veuillez confirmer que les besoins en puissance et en énergie en 2015 soumis par le Distributeur à la pièce B-0020 sont estimés ou prévus selon les conditions climatiques normales (température normalisée).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

23.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'au besoin, le Distributeur peut rappeler l'énergie du contrat en base, comme il prévoit de le faire pour décembre 2014. Veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

23.4 Veuillez indiquer s'il serait possible de rappeler l'énergie du contrat en base en hiver de 2015 et de différer la même quantité d'énergie en été. Dans l'affirmative, veuillez indiquer les volumes d'énergie rappelée et différées, leurs puissances correspondantes, ainsi que leurs coûts unitaires (en $/MWh) et totaux (en M$).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

23.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne prévoit pas rappeler l'énergie du contrat en base en 2015 au lieu d'acheter l'énergie sur le marché de court terme, alors qu'il se trouve en situation de surplus.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2

23.6 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'il ne serait pas possible de réduire la quantité d'achats d'énergie de court terme de 0,3 TWh par des rappels d'énergie du contrat cyclable ou en base (référence iii). Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à la question 18.2.

Quantité d'électricité patrimoniale inutilisée en 2015

Référence :

(i) Pièce B-0020, page 6, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur prévoit de laisser inutilisée 6,6 TWh d'électricité patrimoniale en 2015.

Demandes :

24.1 Veuillez expliquer en détail pourquoi le Distributeur prévoit de ne pas utiliser la pleine capacité de l'électricité patrimoniale en 2015.

Réponse :

Compte tenu du niveau de la demande et de l'ensemble des approvisionnements postpatrimoniaux, le Distributeur n'est pas en mesure d'utiliser entièrement le volume d'électricité patrimoniale mis à sa disposition.

24.2 Veuillez expliquer comment la quantité de 6,6 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée en 2015 a été déterminée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.1.

Existence de l'électricité patrimoniale inutilisée durant la majorité des heures en période d'hiver selon le Distributeur

Référence :

(i) Pièce B-0049, page 13.

Préambule :

« Compte tenu de l'équilibre énergétique, la formule actuelle d'établissement du prix de l'électricité additionnelle ne reflète plus les coûts à la marge du Distributeur. En effet, la formule actuelle ne tient pas compte des volumes d'électricité patrimoniale inutilisée qui sont principalement concentrés en période d'été, mais qui se présentent également durant la majorité des heures en période d'hiver. En conséquence, le Distributeur propose de fixer deux prix pour l'OÉA, l'un applicable pendant la période d'été (avril à novembre) et l'autre, pendant la période d'hiver (décembre à mars). » (nous soulignons)

Demandes :

25.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur laisse certaines quantités d'électricité patrimoniale inutilisées durant la majorité des heures en période d'hiver.

Réponse :

À condition climatique normale, et pour la majorité des heures en hiver, l'ensemble des approvisionnements en énergie excède les besoins du Distributeur.

25.2 Veuillez indiquer les mesures qui permettraient au Distributeur de mieux utiliser l'électricité patrimoniale en période d'hiver afin de minimiser ses coûts d'approvisionnement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.4.

Opportunité de revendre des surplus du Distributeur sur le marché en 2015

Référence :

(i) Pièce B-0020, page 17, ligne intitulée « Reventes d'énergie », colonne « 2015 ».

Demandes :

26.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur prévoit aucune revente d'énergie en 2015, alors qu'il se trouve en situation de surplus et qu'il laissera inutilisées d'importantes quantités d'électricité patrimoniale.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

26.2 Veuillez fournir la liste des marchés sur lesquels le Distributeur peut revendre ses surplus en 2015, les quantités d'électricité, les prix unitaires, les frais de transport et d'autres frais accessoires, ainsi que les revenus unitaires nets pour le Distributeur (en $/MWh) associés à chacun des marchés.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

26.3 Le Distributeur a-t-il entrepris des démarches auprès du Producteur ou d'autres exportateurs d'électricité pour revendre ses surplus dans le cas où les conditions de marché sont favorables en 2015? Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

26.4 Veuillez indiquer dans quelles conditions le Distributeur peut revendre l'énergie en 2015 pour minimiser ses coûts d'approvisionnement, malgré qu'actuellement il ne prévoie pas de le faire.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Contrat d'électricité patrimoniale et contrat d'énergie différée (2015)

Référence :

(i) Pièce B-0020, pages 7 à 17.

Préambule :

Le Distributeur discute, à la référence (i), des approvisionnements patrimoniaux et post-patrimoniaux et de leurs coûts en 2015.

Demandes :

27.1 Pour l'année 2015, veuillez fournir les volumes d'énergie incluant les pertes électriques (en TWh), les coûts (en M$), et les coûts unitaires (en $/MWh) de:

- l'électricité patrimoniale [pertes électriques incluses];
- l'énergie du contrat en base de 350 MW avec le Producteur excluant les rappels d'énergie;

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.1.

27.2 Dans l'éventualité où on doit rappeler certaines quantités d'énergie du contrat en base en 2015, quel serait le coût de puissance garantie des rappels, le coût unitaire d'énergie sans et avec le coût de puissance.

Réponse :

Le prix de l'énergie du contrat en base pour l'année 2015 est de 57,5 $/MWh. Le coût de la puissance serait égal au maximum entre 2 $US/kW-mois et le résultat du dernier encan mensuel de puissance du NYISO (« Rest of State ») pour le mois applicable (article 2.2.11 des conventions d'énergie différée).

Coût de l'entente d'intégration éolienne en 2015

Références :

(i) Pièce B-0020, page 7, ligne 3 à 5;

(ii) Pièce B-0020, page 17.

Préambule :

(i) Le Distributeur précise qu'il calcule le coût d'intégration éolienne selon les prix et conditions de l'entente d'intégration éolienne actuelle.

(ii) Le coût d'intégration éolienne est estimé par le Distributeur à 51,8 M$ en 2015.

Demandes :

28.1 Advenant le cas où le coût réel d'intégration éolienne en 2015 diffère de celui estimé par le Distributeur, les ajustements de ce coût seraient effectués au moyen de quel compte d'écarts et de report?

Réponse :

Les ajustements seraient effectués au moyen du compte de *pass-on.*

28.2 Le Distributeur a-t-il entrepris des démarches auprès du Producteur pour négocier une entente d'intégration éolienne « temporaire » dans l'attente de la décision de la Régie sur le dossier

R-3848-2013 afin de réduire le coût d'intégration éolienne? Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

La Régie a approuvé la prolongation de l'entente d'intégration éolienne jusqu'à la conclusion de nouvelles ententes (D-2012-65).

Prix d'achat d'énergie de court terme de la période 2013-2015

Référence :

(i) Pièce B-0020, page 17, ligne intitulée « COURT TERME», « Achats d'énergie, Reventes d'énergie, et Achats de puissance ».

Demandes :

29.1 Veuillez expliquer pourquoi le prix d'énergie sur le marché est plus élevé en 2014 (173,7 $/MWh) que celui de 2013 (69,0 $/MWh).

Réponse :

Les conditions climatiques très froides observées au cours des premiers mois de l'année 2014 dans le nord-est américain ont occasionné une hausse de la demande et une hausse des prix de l'énergie sur les marchés.

29.2 Veuillez indiquer les marchés ou sources d'énergie, leurs volume d'énergie, leurs prix unitaires estimés (en $/MWh) et les hypothèses utilisées par le Distributeur pour déterminer le prix d'énergie de court terme de 72,4 $/MWh en 2015. Veuillez fournir vos calculs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.3 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.

29.3 Veuillez indiquer si la méthodologie pour déterminer le prix unitaire et le montant pour l'énergie de court terme en 2015 est la même que celle utilisée par le Distributeur pour 2014.

Réponse :

Le Distributeur utilise la même méthodologie, c'est-à-dire qu'il évalue le prix et le montant pour les achats d'énergie de court terme en considérant les mêmes frais applicables.

29.4 Veuillez préciser s'il serait possible que le prix réel d'énergie de court terme en 2015 serait très différent de celui prévu par le Distributeur, comme ce fut le cas pour l'hiver 2014.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer si prix d'achat de l'énergie sur les marchés de court terme pour l'année 2015 sera très différent de celui qu'il évalue sur la base des prix à terme de l'électricité, ce qui constitue le meilleur indicateur disponible.

Bilan en énergie de la période 2014-2027

Références :

(i) Dossier R-3854-2013, Pièce B-0076, page 5;

(ii) B-0020, page 5, lignes 17 à 18;

(iii) B-0020, page 7, ligne 6.

Préambule :

(i) Dans le dossier tarifaire de l'an dernier (référence i), le Distributeur a présenté un bilan en énergie de la période 2014-2027, en réponse à une demande de complément de preuve de la Régie.

(ii) « Le Distributeur maintient donc sa stratégie de ne pas différer l'énergie du contrat en base en 2014 ».

(iii) « aucune quantité d'énergie rappelée ni différée (Conventions d'énergie différée). »

Demandes :

30.1 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (i) et fournir des commentaires pertinents.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

30.2 Veuillez indiquer clairement les nouvelles ressources énergétiques prévues par le Distributeur mais dont l'autorisation de la Régie n'a pas été accordée.

Réponse :

La Régie devra approuver les contrats qui seront issus de l'appel d'offres 2013-01 lancé en décembre 2013 pour l'acquisition d'un bloc d'énergie éolienne de 450 MW (100 MW au 1er décembre 2016 et 350 MW au 1er décembre 2017), faisant suite aux décrets 1149-2013 et 1150-2013 du gouvernement du Québec.

30.3 Veuillez indiquer les quantités d'énergie rappelée, les volumes d'énergie différée, et les soldes annuels du compte d'énergie différée du contrat en base de 350 MW.

Réponse :

Les quantités d'énergie rappelée pour les années visées par le présent dossier sont présentées au tableau 4 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0020).

30.4 Veuillez indiquer les quantités d'énergie rappelée, les volumes d'énergie différée, et les soldes annuels du compte d'énergie différée du contrat cyclable de 250 MW.

Réponse :

Voir la réponse à la question 30.3.

30.5 En utilisant les tableaux de la réponse aux questions précédentes, veuillez justifier la stratégie proposée par le Distributeur de ne pas différer l'énergie ni en 2014 ni en 2015 (références ii et iii). Veuillez commenter sur les impacts de la stratégie du Distributeur sur ses coûts d'approvisionnements de 2014, de 2015 et à long terme.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Gestion du compte d'énergie différée – Période 2014-2027

Références:

(i) Dossier R-3864-2013, Pièce HQD-1, page 25, figure 4-2;

(ii) Dossier R-3864-2013, Pièce HQD-1, pages 24 à 25.

Préambule :

(i) Figure 4-2 (non-reproduite) intitulée « Gestion du compte d'énergie différée – Évolution du solde selon deux scénarios de demande (en TWh) ».

(ii) *« Par contre, dans un scénario de demande faible, les besoins du Distributeur justifieraient le rappel de seulement 2,7 TWh d'ici la fin des conventions et un solde de 1,9 TWh ne pourrait alors être écoulé. »*

Demandes :

31.1 En novembre 2013, dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur a présenté sa gestion du compte d'énergie différée et l'évolution de son solde selon deux scénarios de demande, soit demande moyenne et demande faible.

Pour chacun de ces scénarios et pour chacune des années de la période 2014-2027, veuillez indiquer les quantités suivantes (en TWh):
- les besoins énergétiques,
- le détail des approvisionnements considérés dans l'évaluation,
- les retraits, les ajouts et les soldes annuels du compte d'énergie différée,
- les volumes d'électricité patrimoniale utilisée et inutilisée,
- les reventes d'énergie,
- et les surplus énergétiques.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

31.2 Veuillez déposer l'évaluation la plus à jour disponible de la gestion du compte d'énergie différée pour la période 2014-2027 en fournissant les mêmes types d'informations quantitatives demandées à la question précédente ainsi que des explications et commentaires pertinents.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15, document 2.

Décret 841-2014

Référence :

(i) Pièce A-0014 (décret 841-2014).

Préambule :

« QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité :
- la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de
l'énergie;
- l'orientation gouvernementale énoncée dans le Discours sur le budget 2014-2015 relativement aux gains d'efficience demandés aux organismes gouvernementaux, dont Hydro-Québec;
- la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine. »

Demandes :

32.1 Y-a-il d'autres coûts que ceux proposés par le Distributeur qui peuvent être reportés afin de rapprocher la croissance de ses coûts de service entre 2014 et 2015 aux taux d'inflation? Si oui, veuillez les décrire et fournir un ordre de grandeur de la baisse des coûts de service de 2014 et 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.2.

32.2 Y-a-t-il des mesures de gestion (incluant la gestion des approvisionnements et des surplus énergétiques) entreprises par le Distributeur depuis le dépôt de sa preuve qui pourraient modifier à la baisse ses coûts de service de 2014 et de 2015? Si oui, veuillez les décrire et fournir un ordre de grandeur de la baisse de ces coûts.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 15.2 et 19.3.

32.3 Depuis l'adoption du décret 841-2014, le Distributeur envisage-t-il des mesures de gestion supplémentaires (incluant la gestion des approvisionnements et des surplus énergétiques) pour réduire davantage ses coûts de service de 2014 et de 2015, et à plus long terme? Si oui, veuillez les décrire et fournir un ordre de grandeur de la baisse de ces coûts.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 15.2 et 19.3.

Voir également les réponses aux questions 1.1 à 1.4 de la demande de renseignements n^0 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2 et la réponse à la question 2.12 du GRAME à la pièce HQD-15, document 10.