RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3905-2014

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC

À HYDRO-QUÉBEC

7 octobre 2014

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.

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).

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.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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

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

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%.

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.

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.

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.

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?

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?

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 <u>risque</u> 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.

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.

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 »*].

9.2 Veuillez expliquer comment ces valeurs ont été déterminées.

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?

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.

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 ».

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

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).

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.

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.

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 financés par Hydro-Québec au moyen de capitaux propres et de capitaux empruntés et 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, 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?

12.2 Veuillez concilier votre réponse à la question précédente avec l'affirmation du Distributeur 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?

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.

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.

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).

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.

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 :

(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.

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.

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.

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.

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

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.

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.

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.

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.

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*.

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.

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

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.

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.

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).

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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).

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

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).

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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).

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.

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 $/MWh) et totaux (en M$).

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.

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.

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.

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

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 <u>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</u>. 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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;

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.

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?

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.

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).

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

31.2 Veuillez déposer <u>l'évaluation la plus à jour disponible</u> 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.

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.

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.

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.