

---

DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ (AQCIÉ) ET DU CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC (CIFQ) DANS LE CADRE DU DOSSIER SUR LA DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE 2014-15

---

**PREMIER SUJET -APPROVISIONNEMENTS**

**1. Références:**

- (i) HQD-5, Doc-1, pages 6-10
- (ii) HQD-1, Doc-4.2, page 5
- (iii) Idem, page 6

**Préambule**

- (i) Le Distributeur explique qu'il ne peut différer de l'énergie en 2013 et qu'il ne prévoit pas différer en 2014.
- (ii) Le Distributeur dépose son plus récent bilan en énergie sur la période 2013-2027.
- (iii) « Continuer à exercer l'option de différer constituerait sans nul doute de la spéculation, ce qui contrevient aux Conventions. (...) De plus, une telle utilisation des Conventions ne procurerait aucun avantage économique au Distributeur ».

**Questions:**

- 1.1. Veuillez déposer une nouvelle version du bilan en énergie de la référence (ii) en y ajoutant l'année 2028.
- 1.2. Veuillez déposer deux nouvelles versions de ce bilan en énergie en fonction de vos plus récents scénarios d'encadrement (i.e. scénarios forts et faibles, à l'instar et selon la même méthodologie que ceux que l'on retrouve en page 37 du plus récent état d'avancement du dernier plan d'approvisionnement). Nous cherchons à obtenir les bilans en énergie qui découleraient de chacun de ces scénarios d'encadrement.

- 1.3. À la référence (ii), pourquoi indiquez-vous « 800MW » et une contribution à terme de 2,5 TWh (soit 800 MW selon un FU de 35%) à « Éolien IV »?
  - 1.3.1. Estimez-vous que vous devrez acquérir les 200 MW que le gouvernement a affirmé vouloir attribuer à HQP?
  - 1.3.2. Si oui, de quelle manière le gouvernement peut-il vous obliger à acquérir ces 200 MW?
  
- 1.4. À la référence (ii), pourquoi n'utilisez-vous plus les conventions d'énergie différée afin de déplacer de l'énergie de l'été vers l'hiver?
  - 1.4.1. N'est-ce pas ce que vous proposiez par le passé?
  - 1.4.2. Si oui, comment se fait-il que vous ne le proposiez plus?
  - 1.4.3. Considérant qu'il s'agit d'une stratégie d'optimisation saisonnière du portefeuille d'approvisionnement plutôt que strictement inter-annuelle, en quoi le niveau total des surplus sur la période 2013-2027 aurait-il un impact sur une telle stratégie?
  - 1.4.4. Une telle stratégie vous permettrait-elle de réduire vos achats de court terme – et, selon le cas, vos achats de long terme :
    - entre 2013 et 2018?
    - entre 2019 et 2024?
    - entre 2025 et 2027?
  
- 1.5. Veuillez commenter l'affirmation suivante en réponse aux références (i) et (iii) : Le Distributeur devrait différer en 2013 et 2014 afin d'optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale considérant qu'il n'a rien à perdre. En effet, puisque la demande sur la période 2013-2027 pourrait s'avérer plus forte que celle prévue à votre bilan en référence (ii) – par exemple, si elle suit le scénario d'encadrement de forte croissance – et que le gouvernement pourrait ne pas aller de l'avant avec ses 800 MW de nouvelle capacité éolienne, il se pourrait que de l'énergie différée en 2013 et 2014 s'avère utile d'ici 2027, c'est-à-dire qu'elle permette de remplacer de l'énergie qui autrement aurait été acquise par un nouvel appel d'offres sur cette période, en plus de permettre d'optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale en 2013 et 2014. À l'inverse, dans le pire des cas (ajout de 600 ou 800 MW éoliens et croissance faible), le seul véritable impact de l'énergie différée en 2013 et 2014 serait qu'une quantité équivalente d'énergie patrimoniale serait inutilisée lors d'années ultérieures. Ainsi, cette façon de procéder n'empirerait pas pour autant la situation globale du Distributeur sur la période

2013-2027, mais déplacerait plutôt les désavantages de l'inutilisation d'une partie de l'électricité patrimoniale vers l'avenir.

- 1.6. Le cas échéant, veuillez expliquer en quoi l'utilisation du scénario moyen, plutôt qu'un scénario d'encadrement, aux fins de déterminer s'il est opportun ou non de différer constitue de la « spéculation ».
- 1.7. À combien s'élèvent, par TWh, les coûts pour disposer de tout solde positif des conventions à leur expiration, en 2027?

**2. Références:**

- (i) HQD-1, Doc-4.2, page 5
- (ii) Dossier R-3837-2013 Phase 2, GM-2, Doc-1, page 68

**Préambule**

- (i) À la demande de la Régie, le Distributeur met à jour son bilan en énergie 2013-2027. Le Distributeur indique à ce tableau qu'il ne prévoit pas acheter d'énergie de la centrale de TCE jusqu'en 2021, et en acheter des quantités relativement faibles (20-25% de la capacité annuelle de production) par la suite.
- (ii) Gaz Métro affirme avoir discuté avec le Distributeur à l'égard des capacités de transport ferme détenues par TCE.

**Questions:**

- 2.1. Veuillez élaborer sur les discussions que vous auriez eues avec Gaz Métro au sujet des droits de capacité de transport ferme de TCE.
  - 2.1.1. Veuillez notamment indiquer si la revente de ces droits permettrait de réduire le paiement des pénalités que le Distributeur paye pour la suspension des activités de la centrale, et, le cas échéant, de combien.
  - 2.1.2. Veuillez notamment indiquer si vous êtes en mesure d'inciter ou de contraindre TCE à valoriser ces droits en les revendant – par exemple à Gaz Métro - et, le cas échéant, pourquoi vous ne l'avez pas fait. Veuillez élaborer.

**3. Références:**

- (i) HQD-5, Doc-1, page 8, ligne 12
- (ii) Dossier R-3806-2012, A-12, Notes sténographiques, 15 novembre 2012, pages 10-11 et 18-19

**Préambule**

- (i) *« L'entente d'intégration éolienne actuelle est reconduite jusqu'à ce que de nouvelles ententes soient approuvées au terme du processus initié par le dossier R-3848-2013. »*
- (ii) Le Distributeur s'engageait à déposer le futur dossier R-3848-2013 au plus tard au mois de mars 2013, un délai qui préoccupait déjà la Régie. Le dossier R-3848-2013 a finalement été déposé le ou vers le 25 juin 2013.

**Questions:**

- 3.1. À partir du moment où la Régie rendra sa décision finale dans R-3848, combien de temps faudra-t-il, selon vos estimations, pour que:
  - (i) de nouvelles ententes soient conclues
  - (ii) de nouvelles ententes soient approuvées; et
  - (iii) l'actuelle entente prenne fin?
- 3.2. Pourquoi avez-vous attendu jusqu'au 25 juin 2013 pour déposer l'éventuel dossier R-3848-2013?
- 3.3. Pourquoi avez-vous dépassé de trois mois le délai que vous vous étiez donné pour déposer ce dossier?

**4. Références**

- (i) Décision D-2013-021, page 18
- (ii) HQD-5, Doc-1, page 24

- (iii) Entente d'intégration éolienne, Dossier R-3573-2005, HQD-1, Doc-1, pages 2-4

**Préambule**

- (i) « [60] En ce qui a trait au coût de 31,9 M\$ de la puissance complémentaire de l'EIE, le Distributeur fournit la formule de son calcul pour 2013. Si la puissance contributive des éoliennes avait été actualisée dans cette formule de 15 % à 30 %, le coût de la puissance complémentaire aurait été de 8 M\$, soit une réduction de 23,9 M\$ des coûts d'approvisionnement en 2013.

[61] La Régie approuve les coûts du service d'intégration éolienne au montant de 31,9 M\$, puisqu'elle a accepté les renouvellements de l'EIE considérés chaque fois comme temporaires. Elle considère cependant que le paramètre de la puissance contributive devrait être actualisé car toutes les parties, le Producteur, le Transporteur et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) s'entendent sur ce paramètre et qu'il est pris en compte par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) depuis 2009. »

[Nos soulignés]

- (ii) HQD prévoit un coût de l'EIE, pour 2014, de 42,2 M\$. Ce coût semble correspondre au coût de la garantie de puissance complémentaire de l'EIE, soit 93,73\$/kW, appliquée à la puissance éolienne prévue en 2014 (entre 2208 et 2248MW, en moyenne, selon les données du dossier R-3848-2013) selon un facteur de puissance contributive de 15% plutôt que 30% - et donc, une puissance complémentaire de 20% plutôt que 5%.
- (iii) « **1.9 «quantité contributive»** signifie la quantité minimale en MWh par heure livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur pour une année, sans jamais être inférieure à la quantité contributive estimée. » (page 2)

« 5.2.1 Puissance

(a) Le Distributeur requiert une puissance garantie égale à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale, laquelle puissance garantie sera incluse dans son bilan de puissance.

*b) Les parties retiennent l'hypothèse que les parcs éoliens fourniront, pour les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur d'une année, une puissance garantie égale à 15 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale (la «**quantité contributive estimée**»).*

*(c) Le Producteur s'engage, à chaque heure de l'année, à garantir au Distributeur une puissance égale à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale, laquelle puissance ne peut excéder 346,5 MW (la «**puissance garantie**»).*

*(d) Le Distributeur doit payer au Producteur, au prix prévu au paragraphe 6.2, la quantité de puissance complémentaire fournie par le Producteur, laquelle est égale à la différence positive entre la puissance garantie (en MW) et la quantité contributive (la «**puissance complémentaire**»).*» (page 4)

[Nos soulignés. L'emphase est dans le texte original]

## Questions

- 4.1. Au préambule (ii), notre compréhension est-elle exacte? Sinon, veuillez expliquer.
  - 4.1.1. Veuillez concilier avec le souhait exprimé par la Régie au paragraphe 61 de la référence (i).
- 4.2. Pour chacune des années 2008 à 2012, quelle a été la « quantité contributive », soit *la quantité minimale en MWh par heure livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur pour une année*? Veuillez fournir la valeur réelle, et non la valeur de la « quantité contributive estimée ». Veuillez aussi indiquer quelle était la « puissance garantie » au moment où la « quantité contributive » a été enregistrée, afin que nous puissions dériver la « puissance complémentaire » selon la méthode prévue à la référence (iii).
  - 4.2.1. Si, pour certaines de ces années, la quantité contributive dépassait 15% de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation, veuillez justifier les montants payés à HQP, soit ceux rapportés aux divers documents déposés en suivi de la décision D-2006-27.

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

- 4.3. Pour chacune des années 2013 et 2014, quelles sont les « quantités contributives » attendues?

### 5. Références:

- (i) HQD-5, Doc-1, pages 16-17
- (ii) Suivi sommaire des activités d'achat et de vente du Distributeur 2012

### Préambule

- (i) Le Distributeur fait état de ses activités de revente pour 2012, qui totalisent 287 GWh pour 8,0M\$. Parmi ces ventes, notons qu'au mois de septembre, il rapporte des ventes de 139,5 GWh pour des revenus nets des coûts de transport de 3,2 M\$, pour un revenu unitaire net de 22,6\$/MWh. Pour le mois d'octobre, le revenu unitaire net est de 23,5\$/MWh.
- (ii) Le Distributeur rapporte ses activités d'achat et de vente à court terme pour 2012

### Questions:

- 5.1. À la référence (i), vos cocontractants ont-ils pris livraison de cette électricité au Québec, sur le réseau d'HQT?
  - 5.1.1. Si oui, pourquoi avez-vous encouru des frais de transport?
  - 5.1.2. Si non, où en ont-ils pris livraison?
- 5.2. Pourquoi avez-vous procédé aux ventes des mois de septembre et octobre à 22,6\$/MWh et 23,5\$/MWh respectivement plutôt que de laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée à près de 25,7\$/MWh?
- 5.3. Aux heures auxquelles vous avez laissé de l'électricité patrimoniale inutilisée en 2012 et 2013, vous est-il déjà arrivé de refuser une offre d'achat (pour de l'électricité que vous auriez pu vendre) à un prix tel que vous auriez tiré de cette vente un revenu net des coûts de transactions supérieur à 25,7\$/MWh?

Si oui,

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

- 
- 5.3.1. Veuillez colliger dans un tableau chacune de ces offres refusées en indiquant le prix offert, la quantité recherchée, la date de l'offre, la plage horaire prévue pour la livraison d'électricité et la raison pour laquelle vous avez refusé l'offre.
- 5.4. Vous est-il déjà arrivé, en 2012 ou 2013, de refuser une offre de vente (pour de l'électricité que vous auriez pu acheter) à un prix inférieur à 25,7\$/MWh pour livraison sur le réseau d'HQT?
- 5.4.1. Si oui, pourquoi avez-vous refusé une telle offre?
- 5.5. Y a-t-il un marché boursier de l'énergie au Nouveau-Brunswick?
- 5.5.1. Si oui, pourquoi n'y avez-vous rien vendu en 2012?
- 5.5.2. Quel a été le prix moyen sur ce marché en 2012?
- 5.5.3. Avez-vous tenté de réaliser des ventes sur ce marché en 2013? Si non, pourquoi?
- 5.5.4. Quel a été le prix moyen sur ce marché pour les mois de janvier à septembre 2013?
- Si non,
- 5.5.5. Veuillez décrire comment fonctionne le marché de l'énergie au Nouveau-Brunswick.
- 5.5.6. Avez-vous tenté de réaliser des ventes sur ce marché en 2013? Si non, pourquoi?

## DEUXIÈME SUJET : AMORTISSEMENT DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

### 6. Référence:

HQD-8, Doc-7, pages 8-9

### Préambule

Le Distributeur propose d'amortir le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques, pour les années 2008 à 2012, sur une période de dix ans plutôt que cinq. Pour les années 2013 et suivantes, il continuerait d'amortir le solde sur cinq ans.



**Question:**

- 6.1. Considérant que la nouvelle méthodologie de prévision des ventes du Distributeur n'a pas encore eu le temps de faire ses preuves, pourquoi le Distributeur ne propose-t-il pas d'appliquer l'amortissement sur tout solde, et non seulement sur celui des années 2008-2012?

**TROISIÈME SUJET : REVENUS REQUIS, GAINS D'EFFICIENCE ET TROP-PERÇUS**

**7. Références:**

- (i) HQD-1, Doc-5, page 8, lignes 11-16
- (ii) HQD-1, Doc-4.1, page 10

**Préambule**

- (i) « *La stratégie adoptée par le Distributeur pour le dimensionnement de l'organisation, la refonte des processus et la modernisation de l'organisation permettent l'intégration de gains d'efficacité de l'ordre de 80M\$ en 2013. Ces initiatives répondent également aux attentes du gouvernement du Québec exprimées dans son budget du 20 novembre 2012. Le fruit de ces efforts d'efficacité importants sera récurrent dans la mesure où le Distributeur mettra en place une infrastructure technologique supportant l'organisation.* »
- (ii) Le Distributeur prévoit réaliser un trop-perçu de 86 M\$ aux charges d'exploitation de 2013 (1372,7M\$ autorisé moins 1286,7M\$ prévu à l'année de base).

**Questions:**

- 7.1. Le Distributeur a-t-il réalisé des investissements pour dégager ces 80M\$ de gains d'efficacité?
- Si oui,

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

- 7.1.1. à combien se chiffrent ces investissements?
- 7.1.2. quel est l'impact de ces investissements sur les revenus requis de 2014, notamment en amortissement et en rendement sur la base de tarification?
- 7.2. Le Distributeur semble indiquer qu'il devra réaliser de tels investissements, soit la mise en place d'une « infrastructure technologique » afin d'assurer la récurrence de ces 80M\$ de gains d'efficience. Veuillez confirmer.
  - 7.2.1. Quelle partie (en M\$) de ces 80M\$ de gains d'efficience dépend de la mise en place d'investissements, en infrastructure technologique ou autrement, pour en assurer la récurrence?
  - 7.2.2. Veuillez expliquer pourquoi la récurrence de cette partie des 80M\$ de gains d'efficience nécessiterait des investissements.
  - 7.2.3. Veuillez expliquer pourquoi le reste des 80M\$ ne nécessiterait pas d'infrastructure technologique ou, selon le cas, d'investissements, afin d'en assurer la récurrence.
- 7.3. Veuillez concilier ces 80M\$ de gains d'efficience avec le trop-perçu prévu de 86M\$ mentionné à la référence.

### 8. Références:

- (i) HQD-7, Doc-2, page 9
- (ii) Rapport annuel 2012, HQD-12, Doc-1, pages 15-17

### Préambule

- (i) Le Distributeur prévoit 450 départs à la retraite en 2013 et 350 en 2014.
- (ii) La Régie fait état de la sous-estimation systématique des gains d'efficience reliés à l'amélioration de la performance nette de croissance en utilisant le tableau et en formulant les commentaires qui suivent :

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

(v) La Régie compète le tableau R-37.2 avec les données réelles 2012 (référence (iii)).

		Écart entre les données réelles et celles autorisées et ajustées	
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$
	Total	-199 ETC	-15,5 M\$
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$
	Total	-168 ETC	-15,3 M\$
Année de base (4/8) 2012	Éléments spécifiques	-31 ETC	-2,6 M\$
	Amélioration de la performance	-143 ETC	-12,3 M\$
	Total	-174 ETC	-14,9 M\$

2012	Éléments spécifiques	-12 ETC	-1,6 M\$
	Amélioration de la performance	-454 ETC	-40,3 M\$
	Total	-466 ETC	-41,9 M\$

La Régie note une sous-évaluation des gains d'efficacité reliée à l'amélioration de la performance nette de croissance, particulièrement en 2012. Le Distributeur présente une baisse additionnelle de 454 ETC (516 %) réalisée en 2012 par rapport à une baisse anticipée de 88 ETC dans le dossier tarifaire 2012 (référence (iv)).

En lien avec ce tableau, la Régie pose sa question 5.2, à laquelle le Distributeur répond comme suit :

- 5.2 Outre la difficulté de prévoir les départs à la retraite, veuillez expliquer l'écart de -454 ETC (-40,3 M\$) au niveau de l'« Amélioration de la performance opérationnelle nette de croissance », représentant un écart de 516 % par rapport au montant budgété de 88 ETC en 2012.

**Réponse :**

**Tel que précisé à la pièce HQD-2, document 3, le Distributeur a dû prendre certaines décisions afin de compenser les coûts non prévus relatifs au BEIÉ, le tout afin de respecter le montant de charges d'exploitation reconnu par la Régie pour l'année 2012.**

**Ainsi, le Distributeur a saisi les opportunités que lui ont offertes les départs à la retraite afin d'optimiser davantage l'organisation de ses activités.**

**Le Distributeur tient à préciser que la planification des départs à la retraite est un exercice effectué à chaque année par les gestionnaires en collaboration avec les Ressources humaines. Cependant, cet**

(...)

**Questions:**

- 8.1. Veuillez expliquer en détail de quelle manière vous établissez votre prévision du nombre de départs à la retraite pour les années 2013 et 2014.
- 8.2. À la référence (ii), qu'entend le Distributeur par « *le Distributeur a saisi les opportunités que lui ont offertes les départs à la retraite afin d'optimiser davantage l'organisation de ses activités* »?
- 8.2.1. Devons-nous comprendre que le Distributeur s'est retrouvé face à un nombre plus grand que prévu de départs à la retraite?
- 8.2.2. Le Distributeur a-t-il une influence sur le nombre de départs à la retraite? Si oui, de quelle manière?
- 8.3. Toujours à la référence (ii), le Distributeur explique qu'il a agi de la sorte « *afin de compenser les coûts non prévus relatifs au BEIÉ* ». Devons-nous comprendre que si le Distributeur n'avait pas omis d'inscrire les coûts relatifs au BEIÉ à ses revenus requis de l'année 2012 (cette omission ayant mené à un manque à gagner à ce niveau), il n'aurait pas cherché à « *saisir les opportunités que lui ont offertes les départs à la retraite afin d'optimiser* »?

*davantage l'organisation de ses activités » ou, à tout le moins, qu'il aurait été moins actif dans sa recherche d'efficacité? Veuillez expliquer.*

**9. Référence:**

HQD-7, Doc-1, pages 8 et 17

**Préambule**

Le Distributeur explique que les hausses prévues en 2014 aux charges d'exploitation sont contrebalancées par certains éléments, notamment « *la réalisation de gains supplémentaires de 12,9 M\$ en 2014 découlant d'actions structurantes relatives au projet Lecture à distance* ». (page 8)

Il indique par ailleurs qu'il prévoit déposer des demandes d'autorisation pour les phases 2 et 3 des projets. (page 17)

**Questions:**

- 9.1. Ces gains sont-ils nets des charges d'amortissement et du rendement sur les actifs découlant du projet LAD qui ont été mis en service jusqu'à maintenant?
- 9.2. Sinon, quel serait ce gain (ou cette perte) net?
- 9.3. Quand prévoyez-vous déposer ces demandes?

**10. Références:**

- (i) HQD-1, Doc-4.1, page 10
- (ii) Rapport annuel 2012, HQD-2, Doc 3, page 5

**Préambule**

- (i) Le Distributeur prévoit un montant de 99,7M\$ à la rubrique « services professionnels et autres »
- (ii) Le Distributeur rapporte un montant réel de 24,6 M\$ à la rubrique « services professionnels » et 64,5M\$ à la rubrique « autres », pour un

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

total de 89,1M\$. Le Distributeur rapporte aussi avoir réalisé un trop-perçu de 16,3 M\$ à la rubrique « services professionnels » (66%) et 7,2 M\$ à la rubrique « autres » (11%).

### Questions:

- 10.1. Veuillez fournir le détail des rubriques « services professionnels » et « autres ».
- 10.2. Pourquoi avez-vous réuni ces deux rubriques dans le présent dossier?
- 10.3. Le trop-perçu lié aux services professionnels est énorme, à 66% du montant réel. Comment l'expliquez-vous?
- 10.4. Veuillez justifier la hausse de 10,6M\$ (12%) entre le montant réel 2012 et le montant prévu pour 2014.

### 11. Références:

- (i) HQD-7, Doc-1, page 9, tableau 3
- (ii) HQD-9, Doc-1, pages 16-18 32-33
- (iii) Dossier R-3814-2012, B-135, complément de réponse à la DDR #2 de la Régie, pages 7-8

### Préambule

- (i) Le Distributeur prévoit une charge d'exploitation, pour les activités du PGEÉ, de 34,5 M\$ en 2013 et en 2014, et rapporte que cette charge était à 30,6 M\$ en 2012.
- (ii) Le Distributeur coupe encore les montants prévus pour les programmes industriels du PGEÉ. Il affirme constater *une diminution progressive du nombre et de la taille des projets provenant de ces marchés, ce qui conduit à une baisse des économies d'énergie et des appuis financiers associés.*(pages 16-18)

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

Le Distributeur prévoit un budget global, pour les activités du PGE, de 166 M\$ en 2013 et 135 M\$ en 2014, et rapporte que le budget global a été de 175 M\$ en 2012. Ces sommes permettraient de générer des gains de 576 GWh en 2013 et 464 GWh en 2014, et auraient généré des gains de 1007 GWh en 2012. (pages 32-33)

	2012 (historique)	2013 (de base)	2014 (témoin)
Charges d'exploitation (M\$)	30,6	34,5	34,5
Budget total (M\$)	175	166	135
Impacts énergétiques (GWh épargnés)	1007	576	464

- (iii) Le Distributeur explique qu'afin de compenser l'impact négatif sur son bénéfice net d'une charge qu'il n'avait pas prévue à ses tarifs, il a pris certaines mesures afin de réduire ses charges d'exploitation, dont certaines ont mené à une « *diminution des services externes de 5M\$ relatifs à certains programmes du PGEÉ* »

### Questions:

- 11.1. Veuillez justifier la hausse de près de 4M\$ entre les charges d'exploitation de 2012 pour le PGEÉ et celles de 2013 et 2014.
- 11.1.1. Y a-t-il un lien entre ces 4M\$ et l'économie de 5M\$ réalisée en 2012?
- 11.1.2. Pourquoi le budget alloué aux charges d'exploitation augmente-t-il entre 2012 et 2014 alors que le budget global ainsi que les impacts énergétiques diminuent de manière importante?
- 11.2. Veuillez détailler, pour 2012 (réel), 2013 (année de base) et 2014 (prévu), le montant inscrit aux charges d'exploitation pour le PGEÉ, en fonction des rubriques de coûts suivantes : masse salariale; services externes; autres.
- 11.3. Veuillez détailler, pour 2012 (réel), 2013 (année de base) et 2014 (prévu), le montant inscrit aux charges d'exploitation pour le PGEÉ, en fonction des finalités suivantes (issues du dossier R-3768-2011):

activités et programmes de recherche;  
commercialisation;  
publicité;  
promotion; et  
administration générale.

11.4. Le budget demandé pour l'ensemble du PGEÉ (charges d'exploitation et coûts capitalisés) en 2014 a-t-il été approuvé par la ministre des ressources naturelles? Le cas échéant, veuillez déposer tout document établissant qu'une telle approbation a été donnée.

11.5. En lien avec la référence (i), veuillez indiquer, pour chacune des années 2008 à 2012 :

- combien de demandes le Distributeur a reçu pour ses programmes industriels;
- combien de demande il a accordées
- quelle quantité d'économies d'énergie (GWh) était visée par l'ensemble des projets soumis.
- quelle quantité d'économies d'énergie (GWh) était visée par l'ensemble des projets retenus.

**12. Référence:**

(i) Rapport annuel 2012, HQD-3, Doc-2, pages 6 et 13

(ii) HQD-4, Doc-1, page 6

**Préambule**

(i) Le Distributeur rapporte un trop-perçu de 20,5M\$ en 2012 pour la charge des services partagés. À la page 6, ce trop-perçu est principalement réparti comme suit :

Centre des services partagés (7,6M\$) : immobilier (3,1M\$) et gestion du matériel (4,0M\$)

Groupe technologie (14,3 M\$) : innovation (4,6 M\$) et Technologies de l'information (7,8M\$)



À la page 13, le Distributeur explique que le trop-perçu du Groupe technologie découle principalement d'un trop-perçu de 16,4 M\$ lié à des projets abandonnés ainsi qu'à *des projets qui, initialement prévus aux charges, ont été capitalisés.*

- (ii) Le Distributeur prévoit une augmentation de 58M\$ des charges de services partagés par rapport au montant de l'année historique 2012, soit une hausse de 11%. Une partie de cette hausse touche des rubriques mentionnées ci-dessus (ayant connu un trop-perçu en 2012). Le Distributeur demande aussi une hausse importante de 17M\$ ou 28% à la rubrique « services d'exploitation », ainsi qu'une hausse de 7M\$ (48%) à la rubrique « Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres ».

**Questions:**

À la référence (i), à l'égard *des projets qui, initialement prévus aux charges, ont été capitalisés?*

- 12.1. Quel est le trop-perçu pour 2012?
- 12.2. Veuillez donner le détail de ces projets.
- 12.3. Veuillez justifier le changement de traitement comptable.
- 12.4. Ces projets se retrouvent-ils présentement dans la base de tarification, déduction faite des montants amortis depuis? Si oui, veuillez justifier, considérant qu'ils ont déjà été payés par les tarifs de 2012.
- 12.5. Ces projets font-ils l'objet d'un amortissement inclus dans les revenus requis de l'année témoin 2014? Si oui, veuillez justifier, considérant qu'ils ont déjà été payés par les tarifs de 2012.

Autres questions

- 12.6. Veuillez justifier les hausses prévues aux rubriques « immobilier » et « gestion du matériel » à la lumière des trop-perçus de l'année 2012.
- 12.7. Veuillez justifier la hausse de 17M\$ prévue aux services d'exploitation.

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

- 12.8. Veuillez ventiler la rubrique « services d'exploitation » pour les années 2012, 2013 et 2014
- 12.9. Veuillez justifier la hausse de 7M\$ (48%) à la rubrique « Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres »
- 12.10. Veuillez ventiler la rubrique « Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres » pour les années 2012, 2013 et 2014
- 12.11. De manière générale, veuillez justifier la hausse de 58M\$ aux charges de services partagés.

### 13. Références:

- (i) HQD-7, document 6, pages 3, 6 et 7
- (ii) Rapport annuel 2012, HQD-4, document 3, page 1
- (iii) Rapport annuel 2011, HQD-2, Document 3, page 13-14
- (iv) Rapport annuel 2010, HQD-2, Document 3 page 7
- (v) Dossier R-3814-2013, HQD-13, document 4, page 26 (Réponses à la DDR d'AQCIE-CIFQ)
- (vi) Suivi de la décision D-2012-127 (Suivi du projet lecture à distance - phase 1 période du 1er janvier au 30 juin 2013)
- (vii) Décision D-2013-037, page 47

### Préambule

- (i) La charge d'amortissement pour les « logiciels et autres actifs incorporels » passe de 63,2M\$ en 2012 à 88,8M\$ en 2014, soit une hausse de 41%. Celle pour le PGEÉ passe de 110,4 M\$ à 138,1 M\$ sur la même période, soit une hausse de 25%. (page 3)

À la page 6, le Distributeur explique que « *Dans sa décision D-2013-037, la Régie demande au Distributeur d'améliorer ses prévisions de la charge*

*d'amortissement. Le Distributeur a donc porté une attention particulière à l'élaboration de ses prévisions de mises en service de l'année de base 2013 et de l'année témoin 2014. Le Distributeur souligne qu'il est difficile de planifier de façon précise les dates de mises en service puisque celles-ci dépendent de l'avancement des travaux de ses nombreux projets d'investissement.*

(...)

*Pour 2014, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs à 58,5 M\$, soit 20 M\$ au titre des travaux récurrents de corroboration et retraits divers et 38,5 M\$ de retraits relatifs au projet LAD.*

*L'augmentation de 20,5 M\$ par rapport au montant reconnu pour 2013 provient du projet LAD et s'explique principalement par les éléments suivants :*

- En fonction du déploiement prévu, les compteurs retirés en 2014 ont une valeur comptable nette plus élevée que ceux de 2013 ;*
- Lors de l'installation de compteurs de nouvelle génération, certains compteurs retirés sont récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées. Ces compteurs ne sont pas inclus aux coûts net liés aux sorties d'actifs. En 2014, le Distributeur a réduit le volume de compteurs récupérés et par conséquent, a augmenté les retraits de par l'avancement du déploiement du projet. »*

[Nos soulignés]

(ii) « [I]a charge d'amortissement s'établit à 885 M\$ au 31 décembre 2012 comparativement à un montant reconnu de 910 M\$. La diminution de 25 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- Une réduction de 13 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué aux pages 6 et 7 de la pièce HQD-4, document 2 ;*
- Une réduction de 13 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels, dont 4 M\$ pour les programmes et activités en efficacité*

*énergétique et 9 M\$ pour les autres actifs incorporels, suite à des mises en service moins élevées que prévu. »*

(iii) *« [l]a charge d'amortissement s'établit à 802 M\$ au 31 décembre 2011 comparativement à un montant autorisé de 828 M\$. La diminution de 26 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :*

- Une réduction de 16 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué aux pages 8 et 9 de la pièce HQD-4, document 2 ;*
- Un impact de 6 M\$ à la baisse de l'amortissement du Plan Global d'Efficacité Énergétique ainsi que des programmes et activités de l'Agence en efficacité énergétique résultant de soldes moins élevés que prévus au 31 décembre 2010 ;*
- Une diminution de 3 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels suite à des mises en service moins élevées que le montant autorisé. »*

(iv) *« [l]a charge d'amortissement s'établit quant à elle à 832 M\$ au 31 décembre 2010 comparativement à un montant autorisé de 852 M\$. La diminution de 20 M\$ s'explique par les éléments suivants :*

- Une baisse de 4 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation due essentiellement à la modification, en novembre 2010, de la durée de vie utile des poteaux qui est passée de 30 à 40 ans ;*
- Une réduction de 14M\$ de l'amortissement des actifs incorporels. Cet écart s'explique principalement par :*
  - une diminution du niveau des mises en service prévues suite à une révision des priorités d'affaires et à la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information ;*
  - le changement de catégorie de certains actifs incorporels passant d'un amortissement sur trois ans à un amortissement sur cinq ans.*

- *Un impact de 1 M\$ à la baisse relatif aux coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué à la page 9, de la pièce HQD-4, document 2.*

- (v) *« pour les rubriques corroborations, revenus de vente d'actifs et projets abandonnés, la prévision des sorties d'actifs est établie à partir de l'historique des retraits des années antérieures ainsi que sur les informations disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire.*

*En ce qui concerne les projets majeurs, tels que OSC et LAD, les retraits ont été estimés dans le cadre du dépôt de ces dossiers à la Régie et ces projections sont basées sur la valeur nette des actifs au moment de leur sortie. »*

- (vi) *Le Distributeur explique qu'il a accumulé du retard dans le projet LAD. Il mentionne que « [l]'écart constaté pour les compteurs installés au 30 juin 2013 s'explique par le décalage du début des installations au 7 février plutôt qu'au 1er janvier tel qu'il a été indiqué au dossier tarifaire 2013-2014. De plus, le Distributeur n'a pu accroître le rythme d'installation des compteurs aussi rapidement que planifié, puisque les travaux liés à la relance des activités se sont avérés plus importants que ceux anticipés. En effet, compte tenu des délais entre la fin des installations des compteurs des projets pilotes et le début du déploiement massif, certaines composantes de l'organisation des activités ont dû être abandonnées par souci de minimiser les coûts. Par exemple, le prestataire de services a dû recomposer ses équipes de travail.*

*Depuis le début du déploiement massif, le nombre des installations s'accroît de façon significative semaine après semaine et le Distributeur engage les ressources nécessaires afin de continuer à augmenter encore davantage le rythme d'installation. Il est ainsi confiant de dépasser le rythme moyen d'installations prévu de 5 k compteurs par jour, ce qui lui permettra d'atteindre l'objectif de 1,7 million de compteurs installés à la fin de la phase 1 du projet LAD dans la grande région de Montréal. »*

- (vii) *La Régie souligne « la surestimation moyenne de 23 M\$ de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2012. »*

**Questions:**

- 13.1. Veuillez expliquer en détail ce que le Distributeur entend par « l'attention particulière » consacrée à l'élaboration de ses prévisions de mises en service de l'année de base 2013 et de l'année témoin 2014 mentionnée à la référence (i). En particulier, veuillez expliquer quelles mesures sont prises afin que la difficulté de prévoir de manière précise les dates de mise en service mentionnée à la référence (i), n'entraîne pas une surestimation systématique des dépenses d'amortissements?
- 13.2. Nous comprenons que, selon le Distributeur, de la même manière qu'il est difficile de planifier les dates de mise en service comme mentionné à la référence (i), il est également difficile de prévoir les dates de retraits d'actifs liées au démantèlement, bris, désaffectation, destruction, perte, abandon, ou vente d'une immobilisation corporelle, puisque celles-ci dépendent de l'avancement des travaux des nombreux projets d'investissement ainsi que d'autres facteurs difficiles à prévoir. Notre compréhension est-elle correcte?
  - 13.2.1. Quelles mesures prenez-vous afin que la difficulté de prévoir avec précision les retraits d'actif n'entraîne pas une surestimation systématique des dépenses d'amortissements?
- 13.3. Vu la difficulté de planifier de façon précise les dates de mises en service et les retraits d'actifs, croyez-vous qu'il serait opportun d'instaurer un compte d'écarts pour la charge d'amortissement liée aux immobilisations en exploitation, voire pour l'ensemble de la rubrique « amortissement et déclassements »?
  - 13.3.1. Sinon, comment entendez-vous faire pour éviter qu'un trop-perçu tel que celui mentionné à la référence (vii) se répète à l'avenir? Dans votre réponse, veuillez-vous limiter au cadre réglementaire actuel, c'est-à-dire en faisant abstraction de toute modification que pourrait engendrer le dossier R-3842-2013;
- 13.4. Veuillez expliquer en détails comment le Distributeur prépare la prévision de ses mises en service en maintien des actifs. Veuillez fournir les hypothèses utilisées pour l'estimation des mises en service en maintien des actifs. Veuillez identifier et quantifier les variables utilisées.

- 13.5. À la référence (i), veuillez expliquer en détail la hausse de l'amortissement de la rubrique « logiciels et autres actifs incorporels».
- 13.5.1. Quels sont les autres actifs incorporels dans la rubrique « logiciels et autres actifs incorporels »?
- 13.5.2. Veuillez expliquer en détails comment le Distributeur prépare la prévision de l'amortissement de la rubrique « logiciels et autres actifs incorporels».
- 13.6. À la référence (i), veuillez expliquer en détail la hausse de l'amortissement du PGEÉ, en ventilant, pour les années 2012, 2013 et 2014, la charge d'amortissement en fonction des programmes des différentes années qui la composent.
- 13.7. Veuillez fournir les hypothèses utilisées pour l'estimation de la hausse des sorties d'actifs liées au Projet LAD. En particulier veuillez quantifier les variables suivantes : le nombre de compteurs de nouvelle génération installés, nombre de compteurs retirés récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées, l'âge moyen des compteurs retirés, la valeur comptable nette moyenne des compteurs retirés. Veuillez concilier avec les prévisions effectuées à la référence (vi).
- 13.8. À la lumière des retards observés dans l'installation de compteurs de nouvelle génération du projet LAD à la référence (vi), ne serait-il pas préférable de tenir compte d'un taux d'installation réel inférieur aux prévisions? Veuillez expliquer.
- 13.9. Croyez-vous qu'il serait opportun d'instaurer un compte d'écarts relatif au projet LAD pour y capter tout écart dans les charges d'amortissement, de sorties d'actif, etc.?
- 13.9.1. Sinon, comment entendez-vous faire pour éviter que cette rubrique fasse l'objet d'un trop-perçu? Dans votre réponse, veuillez-vous limiter au cadre réglementaire actuel, c'est-à-dire en faisant abstraction de toute modification que pourrait engendrer le dossier R-3842-2013.

**14. Références:**

- (i) Rapport annuel 2012 du Distributeur, HQD-2, Doc-3, pages 7et 13
- (ii) HQD-1, Doc-4.1, page 12

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

(iii) HQD-7, Doc-7

### Préambule

- (i) Le Distributeur rapporte un trop-perçu de 3,5M\$ au niveau des frais corporatifs pour 2012. C'est la septième année consécutive de trop-perçus à cette rubrique.
- (ii) Le Distributeur demande une hausse de 3,6M\$ (12%) en 2014 par rapport à 2012.
- (iii) Le Distributeur justifie cette hausse.

### Questions:

- 14.1. Veuillez confirmer que 2012 est la septième année consécutive pour laquelle le Distributeur rapporte un trop-perçu à la rubrique « frais corporatifs ».
- 14.2. Veuillez indiquer pour chacune des années 2006 à 2012 le montant du trop-perçu et le pourcentage qu'il représente par rapport au montant réel des frais corporatifs.
- 14.3. Comment expliquez-vous la récurrence de ces trop-perçus?
  - 14.3.1. Y a-t-il un biais dans votre prévision?

## QUATRIÈME SUJET : LE COÛT DE LA DETTE

### 15. Référence:

HQD-3, Doc-3.2, pages 9-10 et 13 et suivantes

### Préambule

Le coût moyen de la dette prévu pour 2014 est plus élevé que celui prévu pour 2013. Pourtant, HQ prévoit des emprunts de 2,3 G\$ en 2013 et 2,5 G\$ en 2014, à des taux inférieurs au taux moyen, ce qui devrait avoir un impact important à la baisse sur



## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

chacune de ces deux années. Nous cherchons donc à comprendre pourquoi le coût de la dette augmente légèrement entre 2013 et 2014 malgré cet impact à la baisse.

### Questions:

- 15.1. Devons-nous comprendre que cet impact à la baisse est entièrement compensé par l'impact de la hausse prévue des taux d'intérêt à court terme sur la portion « taux variable » de la dette?
- 15.2. Sinon, qu'est-ce qui explique ce phénomène?

## CINQUIÈME SUJET : STRATÉGIE TARIFAIRE

### 16. Référence:

HQD-13, Doc-2, page 11, tableau 1

### Préambule

Le Distributeur compare les hausses tarifaires demandées à celles qui auraient été demandée si la hausse avait suivi la variation des coûts attribués à chaque catégorie tarifaire.

Nous constatons que la hausse des coûts attribués au tarif LG ainsi que la hausse tarifaire demandée pour cette classe sont largement supérieures à celles relatives à d'autres tarifs. Nous comprenons que ces données risquent de changer en fonction du complément de preuve (HQD-1, Doc-4.1) déposé postérieurement à la pièce en référence ainsi qu'en fonction de la décision finale à être rendue par la Régie mais la hausse du tarif LG demeurera malgré tout considérable.

### Questions:

- 16.1. Veuillez mettre à jour ce tableau afin de refléter la hausse demandée à la pièce HQD-1, Doc-4.1 (complément de preuve en suivi de la décision D-2013-124)

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

16.2. Veuillez expliquer pourquoi la hausse du tarif LG est plus importante que celle d'autres tarifs.

### **17. Référence:**

HQD-13, Doc-2, page 14

#### **Préambule**

Lors du dépôt initial du dossier, la hausse demandée du tarif L (2,6%) était appliquée davantage sur le prix de l'énergie (3,3%) que sur la prime de puissance (1,5%).

#### **Questions:**

- 17.1. Comment se répartit, entre énergie et puissance, la hausse demandée du tarif L, maintenant qu'elle atteint 5% (selon le complément de preuve HQD-1, Doc-4.1)?
- 17.2. Pourquoi faites-vous porter la hausse davantage sur le prix de l'énergie que sur celui de la puissance?
- 17.3. Veuillez concilier le fait de faire porter la hausse davantage sur le prix de l'énergie que sur celui de la puissance alors que le Distributeur peine à gérer ses surplus d'énergie.

### **18. Référence:**

HQD-13, Doc-2, pages 31-32

#### **Préambule**

Le Distributeur propose de facturer les kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance afin d'inciter les clients des tarifs L et LG dont le plus grand appel de

## AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec  
R-3854-2013

Le 3 octobre 2013

---

puissance réelle est inférieure à 5000kW à respecter les exigences relatives au facteur de puissance.

### Question:

- 18.1. Veuillez indiquer le nombre de clients qui pourraient être touchés par ce changement et l'impact financier pour ces clients?

### 19. Référence:

HQD-13, Doc-2, page 34

### Préambule

Le Distributeur propose de modifier l'article 6.15 de l'option d'électricité interruptible « *pour permettre au Distributeur de refuser la puissance interruptible offerte par un client lorsqu'elle ne peut être acheminée sur le réseau là où sont concentrés les besoins en raison des contraintes afférentes à sa localisation.* »

### Questions:

- 19.1. Le Distributeur a-t-il déjà identifié les clients pour lesquels la puissance interruptible serait refusée?
  - 19.1.1. Si oui, combien de clients ayant proposé de la puissance interruptible au cours des deux dernières années seraient-ils touchés par cette mesure et pour quelle puissance?
- 19.2. Veuillez identifier les zones qui seraient touchées par cette mesure. Veuillez fournir de l'information suffisamment détaillée pour nous permettre d'identifier les clients potentiellement touchés (par exemple, en faisant référence aux lignes à haute tension du réseau).