

MÉMOIRE DE LA FCEI

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2014-2015
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

Préparé dans le cadre du dossier

R-3854-2013

de la Régie de l'énergie du Québec

**Par
Antoine Gosselin
et
Marcel Paul Raymond**

**Pour
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante**

Montréal, le 11 novembre 2013

Table des matières

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1. Contexte..... | 3 |
| 2. Prévision des ventes | 4 |
| 3. Coûts évités sur le réseau intégré..... | 10 |
| 3.1. <i>En énergie</i> | <i>10</i> |
| 3.2. <i>En puissance.....</i> | <i>12</i> |
| 4. Approvisionnements en électricité..... | 17 |
| 4.1. <i>Production éolienne en énergie</i> | <i>17</i> |
| 4.2. <i>Entente d'intégration éolienne (« EIE »).....</i> | <i>22</i> |
| 4.3. <i>Énergie différée.....</i> | <i>25</i> |
| 4.3.1. <i>Contexte.....</i> | <i>25</i> |
| 4.3.2. <i>Capacité de rappels d'énergie à long terme.....</i> | <i>32</i> |
| 4.3.3. <i>Capacité de rappel d'énergie à court terme.....</i> | <i>35</i> |
| 4.3.4. <i>Sous-estimation des achats de court terme et des rappels d'énergie</i> | <i>40</i> |
| 4.3.5. <i>Impossibilité de différer en 2013?.....</i> | <i>42</i> |
| 4.3.6. <i>Impossibilité de différer en 2014?.....</i> | <i>44</i> |
| 5. Indicateurs d'efficience et de performance | 45 |
| 6. Objectifs corporatifs | 45 |
| 7. Masse salariale..... | 46 |
| 8. Autres charges directes | 51 |
| 9. Charges de services partagés | 53 |
| 10. Dégressivité du tarif M et rééquilibrage des tarifs généraux..... | 58 |
| 11. Coût de retraite..... | 63 |
| 12. Conclusion | 66 |

1. Contexte

Dans sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (le « Distributeur »), demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de lui octroyer une hausse moyenne de 3,4 % de l'ensemble des tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2014, à l'exception du tarif L dorénavant applicable uniquement aux grands clients industriels pour qui la hausse tarifaire est de 2,6 %. Cet ajustement tarifaire vise à recouvrer les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2014.

Le Distributeur souligne que l'ajustement demandé pour l'année tarifaire 2014-2015 est essentiellement attribuable au coût des nouveaux parcs éoliens et à l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.

En premier lieu, l'analyse de la FCEI portera sur la prévision des ventes qui s'inscrit en toile de fond pour le reste du dossier. Elle accordera ensuite une attention particulière aux coûts évités sur le réseau intégré et aux approvisionnements en électricité qui sont au cœur de la hausse tarifaire demandée par le Distributeur. La FCEI analysera ensuite les indicateurs d'efficacité et de performance du Distributeur pour bien situer les revenus requis et les coûts de distribution et services à la clientèle. À cet égard, même si l'examen de la FCEI a englobé l'ensemble des postes, seuls certains postes spécifiques feront l'objet de recommandations. Finalement, les modifications à la stratégie tarifaire que propose le Distributeur seront abordées.

Les recommandations sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, la FCEI se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Prévision des ventes

Au cours des dernières années, le Distributeur a réalisé des excédents de revenus nets des achats considérables et récurrents. Lors du dernier dossier tarifaire, le Distributeur indiquait avoir modifié son modèle de prévision ventes et soulignait l'excellente performance de ce modèle.¹

La preuve du Distributeur montre, pour l'année de base 2013, des ventes sensiblement plus importantes qu'anticipé au dernier dossier tarifaire, notamment aux tarifs D/DM et G.² Aux tarifs D/DM, le Distributeur prévoit une hausse des ventes normalisées de 209 GWh comparativement aux prévisions du dossier tarifaire précédent. Au tarif G, la hausse est de 407 GWh.

Ce qui est étonnant lorsque l'on considère ces hausses, c'est qu'elles surviennent alors que les prévisions économiques pour les années 2012 et 2013 ont été revues à la baisse de façon importante.

Tableau 1
Évolution des prévisions de croissance 2013 entre les dossiers tarifaires 2013 et 2014

| | PIB manufacturier | PIB tertiaire | Rémunération des salariés |
|-----------------------------|----------------------|---------------|------------------------------|
| Dossier tarifaire 2013 | | | |
| Année de base – 2012 | 1,4 | 1,7 | 2,7 |
| Année témoin – 2013 | -0,9 | 1,6 | 3,2 |
| Total | 0,5 | 3,3 | 5,9 |
| Dossier tarifaire 2014 | | | |
| Réel- 2012 | -1,8 | 1,3 | 1,6 |
| Année de base- 2013 | -0,1 | 1,6 | 1,7 |
| Total | -1,9 | 2,9 | 3,3 |
| Variation total 2013 – 2014 | -2,4 | -0,4 | -2,6 |

Sources: HQD-3, document 2 et R-3814-2012 HQD-2, document 2.

¹ R-3814-2012, A-0056, page 47, lignes 9 à 15.

² HQD-3, document 2, page13, tableau 6.

Le tableau 1 présente l'évolution des prévisions de croissance des PIB manufacturier et tertiaire entre le présent dossier tarifaire et le précédent ainsi que celle de la rémunération des salariés. On y voit entre autres que la croissance du PIB manufacturier a été revue à la baisse de 2,4% sur la période alors que celle de la rémunération des salariés a été revue à la baisse de 2,6%.

Sur la base des élasticités des ventes présentées par le Distributeur,³ la FCEI calcule que l'effet des variations de paramètres économiques induit un effet à la baisse de 152 GWh sur les ventes du tarif D/DM, de 62 GWh sur les ventes du tarif G/G-9 et de 160 GWh sur les ventes du tarif M.⁴

Ainsi, on observe une hausse de 209 GWh des ventes prévues au tarif D/DM malgré un impact en sens inverse de 152 GWh dû à l'évolution des prévisions économiques. Exclusion faite de l'effet des variations des prévisions économiques, les ventes sont donc supérieures de 361 GWh à ce qui avait été prévu initialement. Cet écart représente près du tiers de la croissance annuelle des ventes à ce tarif.

Pour ce qui est du tarif G/G-9, on observe une hausse de 461 GWh des ventes prévues malgré un impact en sens inverse de 62 GWh dû à l'évolution des prévisions économiques. Exclusion faite de l'effet des variations des prévisions économiques, les ventes sont donc supérieures de plus de 523 GWh à ce qui avait été prévu. Cet écart représente plus de 4% de l'ensemble des ventes prévues à ce tarif pour 2013.

Quant au tarif M, on observe une baisse de 57 GWh des ventes. Cette baisse est moins prononcée que les 160 GWh que l'évolution des prévisions économiques suggère. Ainsi, exclusion faite de l'effet des variations des prévisions

³ HQD-3, document 2, page 23 et HQD-15, document 6, p. 2 et 3.

⁴ Voir annexe 1.

économiques, les ventes sont supérieures de plus de 103 GWh à ce qui avait été prévu.

Depuis le dossier tarifaire 2013, le Distributeur a revu à la baisse de 107 GWh ses prévisions d'économie d'énergie cumulées pour 2013. Il s'est d'ailleurs fait au réel plus d'efficacité énergétique aux secteurs résidentiel (+7 GWh) et affaires (+ 28 GWh; commercial et institutionnel et industriel PMI) en 2012 que ce qui était anticipé au dossier tarifaire 2013.⁵ Pour ces mêmes secteurs en 2013, le Distributeur anticipe également plus d'efficacité énergétique aujourd'hui qu'il ne le faisait au dossier tarifaire précédent (+ 38 GWh au résidentiel; + 28 au secteur affaires excluant la grande industrie).⁶ Pour 2013, le Distributeur prévoit donc 45 GWh de plus d'économie d'énergie aux tarifs D/DM qu'il ne le faisait au dossier précédent. Pour le commercial et institutionnel et industriel PMI, c'est 56 GWh d'économie additionnelle qui est prévue.

Finalement, le Distributeur a revu à la baisse de 217 GWh l'effet du projet CATVAR.⁷

Au total, exclusion faite de l'effet des variations des prévisions économiques, une hausse des ventes 2013 inexplicée de 1 088 GWh pour les tarifs D/DM, G/G-9, et M est observée entre l'année témoin 2013 et l'année de base 2013. Les variations liées au projet CATVAR n'expliquent que très partiellement cet écart.

Le Distributeur explique la croissance des ventes au tarif G, G-9 et M par un « contexte économique plus propice qu'anticipé aux secteurs des services et industriel PME. » Cette affirmation est étonnante considérant l'évolution défavorable de la prévision de croissance des PIB manufacturier et tertiaire pour 2012 et 2013. En effet, comment le contexte économique peut-il être plus

⁵ R-3814-2012, HQD-8, document 8, p.38, tableau A-4 et Rapport annuel 2012 HQD-7, document 3, p. 9, tableau 3.1.

⁶ R-3814-2012, HQD-8, document 8, p.38, tableau A-4 et HQD-9, document 1, p.33, tableau A-3

⁷ HQD-3, document 2, page 15 et R-3814-2012, HQD-3, document 2, page 15

favorable dans ces circonstances alors que la prévision de croissance du PIB manufacturier est revue à la baisse de 2,4% ? Et qu'est-ce qui explique alors la hausse de la prévision des ventes?

À la lumière de ces résultats, la FCEI est très préoccupée par la performance du nouveau modèle de prévision du Distributeur.

Le tableau 2 présente les écarts entre les ventes prévues et les ventes réelles normalisés de 2012 de même que l'impact de ces écarts sur les revenus nets des achats.

Tableau 2
Impact financier des écarts de prévision des ventes

| | Écarts de ventes (GWh) | Revenus nets des achats (M\$) |
|---------|-----------------------------------|------------------------------------------|
| D et DM | + 380 | 13 |
| G | -18 | 8 |
| G-9 | -122 | -8 |
| M | -415 | 1 |
| L | 142 | 16 |

Source : Rapport annuel 2012, HQD-2, document 3, tableau 3 (p. 8) et tableau 4 (p. 9)

Au tarif G, on observe que malgré des ventes inférieures de 18 GWh, les revenus ont été supérieurs de 8 M\$ à ce qui avait été prévu. Un phénomène semblable est observé au tarif M.

Questionné à cet égard, le Distributeur indique :

« Des ventes inférieures à celles prévues peuvent se traduire, chez les clients, par une variation du profil de consommation qui résulte en des revenus unitaires plus élevés que ceux prévus créant ainsi des effets prix positifs. »⁸

⁸ HQD-15, document 6, page 5, réponse à la question 2.1

Parallèlement, le Distributeur explique que la prévision de revenu se fait sur la base d'un revenu unitaire tributaire d'hypothèses sur les profils de consommation.

« La prévision des revenus des ventes d'électricité est le résultat du produit des revenus unitaires prévus et des ventes prévues pour chacune des catégories tarifaires.

Les revenus unitaires sont prévus à l'aide de modèles économétriques permettant de modéliser les revenus unitaires mensuels historiques en fonction de variables explicatives comme les profils mensuels des ventes, les variables températures (lorsque requis) et des indicateurs de prix. Ces derniers reflètent la stratégie tarifaire (redevance, prime de puissance et prix de l'énergie) telle que présentée à la pièce HQD-13, document 2 aux pages 13 et 14.

Ainsi, la prévision des revenus des ventes du Distributeur n'effectue pas séparément des prévisions de revenus provenant de la redevance, de la puissance ou de l'énergie.»⁹

Ainsi, outre la prévision de volume comme telle, une autre source d'erreur, la prévision du revenu unitaire, est à même d'affecter les revenus de façon significative.

Par exemple, en 2012, on peut évaluer que les revenus nets des achats auraient été d'au moins 13 M\$ au tarif M si la prévision des ventes s'était avérée.¹⁰

Considérant a) la présence d'un nouveau modèle de prévision dont la Régie n'a pas encore pu apprécier la performance au réel et qui semble produire des résultats contre-intuitifs en 2013, b) la difficulté historique à prévoir les volumes et les revenus unitaires, c) l'impact important de la prévision des ventes sur le coût réel assumé par les clients et considérant également que d) le Distributeur n'exerce aucun contrôle sur les ventes, la

⁹ HQD-15, document 6, page 3, réponse à la question 1.4

¹⁰ Calcul basé sur l'hypothèse conservatrice que toutes les ventes additionnelles ont été faites dans le dernier palier du tarif (3,19¢/kWh) et que cela n'ait eu aucun impact sur la facturation de la puissance.

FCEI recommande la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats. La mise en place d'un tel compte serait à l'avantage à la fois du Distributeur et des clients.

3. Coûts évités sur le réseau intégré

3.1. En énergie

Le Distributeur propose les coûts évités suivants en énergie sur le réseau intégré¹¹ :

« Les besoins sont caractérisés par des achats en période hiver et des surplus en période d'été. Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats sur les marchés de court terme. En été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2012 à 2025 inclusivement :
 - o le signal de prix de la période hivernale (décembre à mars) est de 5,0 ¢/kWh (2013 \$), indexé à l'inflation ;
 - o le signal de prix de la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (2013 \$), indexé à l'inflation.
- À compter de 2026 : le signal de prix est maintenu à 10,5 ¢/kWh (2007 \$) indexé à l'inflation, soit le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne. »

La FCEI constate qu'avant 2026, le prix d'été correspond à celui de la source d'alimentation à la marge soit l'électricité patrimoniale. La FCEI constate aussi que la période de surplus s'étend maintenant jusqu'en 2025 alors qu'elle s'étendait jusqu'en 2022 dans la cause tarifaire 2013-2014¹².

La FCEI s'interroge toutefois, comme l'a fait la Régie dans sa demande de renseignements no. 2¹³, sur la base de référence utilisée par le Distributeur à

¹¹ B-0017, HQD-3, document 4, page 5, lignes 8 à 18.

¹² R-3814-2012, B-0016, HQD-2, document 4, page 5, lignes 2 et 3.

¹³ B-0088, HQD-15, document 1, page 18, question 9.2.

compter de 2026. En effet, le signal de prix proposé par le Distributeur est de 10,5 ¢/kWh (2007 \$) indexé à l'inflation, soit le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne alors que le prix plafond qui a été annoncé par le gouvernement du Québec dans un projet de *Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne* le 28 août 2013¹⁴ est de 9,5 ¢/kWh (2014 \$) indexé à l'indice des prix à la consommation, ce prix plafond incluant le service d'équilibrage et de puissance complémentaire.

Un rapport publié par le *U.S. Department of Energy* en août 2013 observe par ailleurs une baisse significative des prix payés entre 2008 et 2012 pour des ententes d'achat de production éolienne (*Power Purchase Agreements* ou *PPA*). La figure 33 du rapport est reproduite ici¹⁵ :

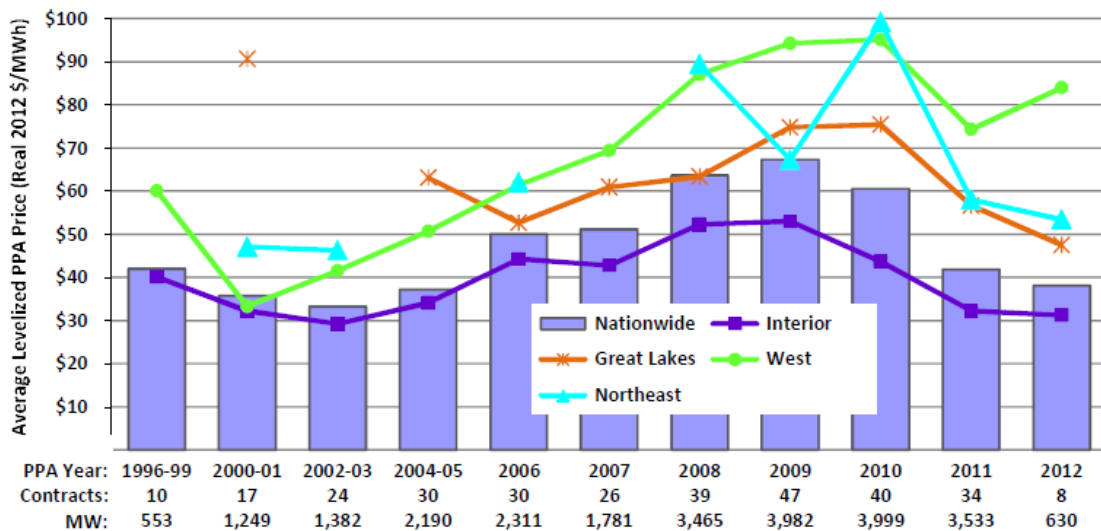


Figure 33. Generation-Weighted Average Levelized Wind PPA Prices by PPA Execution Date and Region

¹⁴ Gazette officielle du Québec, 28 août 2013, 145^e année, no 35A, pages 3565A et 3566A.

¹⁵ http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/2012_wind_technologies_market_report.pdf, page 51.

Le rapport invite le lecteur à la prudence dans l'utilisation des valeurs absolues de la figure alors qu'il mentionne que les prix devraient être augmentés d'environ 20 \$US/MWh pour tenir compte de primes de toute sorte accordées aux États-Unis¹⁶. Si on ajoute cet ajustement de 20 \$US/MWh aux valeurs de la figure, on peut quand même observer, pour l'ensemble des États-Unis (« *Nationwide* »), une baisse relative importante de l'ordre de 29 % des prix entre 2008 (environ 63 + 20 = 83 \$US/MWh) et 2012 (environ 39 + 20 = 59 \$US/MWh).

Pour les raisons exposées dans la présente section :

La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de changer le signal de prix des coûts évités en énergie à compter de 2026 pour un signal de prix de 9,5 ¢/kWh (2014 \$) indexé à l'indice des prix à la consommation.

3.2. En puissance

En puissance, le Distributeur propose les coûts évités suivants sur le réseau intégré¹⁷ :

«

- *Pour l'hiver 2013-2014 : prix de 10 \$/kW-hiver (2013 \$, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur ;*
- *Hivers 2014-2015 et 2018-2019 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (2013 \$, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes. » (Nous soulignons)*

¹⁶ *Ibid.*, page 49.

¹⁷ B-0017, HQD-3, document 4, page 6, lignes 4 à 8.

Tout d'abord, dans la citation qui précède, la FCEI supposera que le Distributeur a voulu dire « *Hivers 2014-2015 à 2018-2019* » au lieu de « *Hivers 2014-2015 et 2018-2019* ».

Ensuite, dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, le bilan de puissance du Distributeur¹⁸ montre une *Contribution des marchés de court terme* de 650 MW pour l'hiver 2013-2014, de 360 MW pour l'hiver 2014-2015 et de 750 MW pour l'hiver 2015-2016. À toutes fins pratiques, ce bilan de puissance nous indique donc que les besoins de la contribution des marchés de court terme, par rapport à 2013-2014, baisseront en 2014-2015 et augmenteront très peu en 2015-2016. Par conséquent, la FCEI ne voit pas pourquoi les coûts évités en puissance devraient augmenter en 2014-2015, tel que proposé par le Distributeur.

En ce qui a trait au prix de départ à l'hiver 2013-2014, le Distributeur a adopté la notation « *soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur* » tel qu'il apparaît dans la citation plus haut alors que, dans le cadre de la cause tarifaire 2013-2014, le Distributeur parlait plutôt de « *soit le prix des achats de puissance sur le marché de New York* »¹⁹. La FCEI note que ce changement s'inscrit bien dans le respect d'une partie de la décision D-2013-037 de la Régie²⁰ :

« [113] *La Régie approuve les indicateurs de coût évité en puissance proposés par le Distributeur. Toutefois, elle lui demande de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, un coût évité en puissance qui reflète davantage le prix moyen payé pour de la puissance UCAP, tout en mettant à jour la période dite de long terme en fonction des dernières prévisions de la demande en puissance [note de bas de page omise].* »

¹⁸ R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

¹⁹ R-3814-2012, B-0016, HQD-2, document 4, page 6.

²⁰ Décision D-2013-037, dossier R-3814-2012, page 36, paragraphe 113.

En effet, le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur reflète davantage le prix moyen payé pour de la puissance UCAP tel que le montrent les informations fournies par le Distributeur et reproduites ci-après soit le tableau R-1.1²¹ pour les hivers 2005-2006 à 2011-2012 et le tableau R-9.3²² pour l'hiver 2012-2013 :

TABLEAU R-1.1

| | | Janvier 2006 | Février 2006 | Janvier 2006 | Février 2006 | Janvier 2006 | Février 2006 | Janvier 2007 | Février 2007 | Janvier 2008 | Février 2008 |
|---------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Quantité recherchée | MW | 150 | 150 | 650 | 650 | | | 250 | 150 | 400 | 300 |
| Quantité offerte | MW | 350 | 350 | 650 | 650 | 209 | 209 | 950 | 600 | 800 | 800 |
| Quantité retenue | MW | 150 | 150 | 650 | 650 | 209 | 209 | 250 | 150 | 400 | 300 |
| Prix moyen offert | \$US / kW-mois | 3,13 | 3,13 | 4,90 | 4,90 | 0,78 | 0,78 | 3,63 | 3,68 | 4,48 | 4,48 |
| MIN | \$US / kW-mois | 0,79 | 0,79 | 0,45 | 0,45 | 0,70 | 0,70 | 2,05 | 2,05 | 3,00 | 3,00 |
| MAX | \$US / kW-mois | 6,00 | 6,00 | 8,00 | 8,00 | 1,00 | 1,00 | 5,00 | 5,00 | 5,75 | 5,75 |
| Prix moyen payé | \$US / kW-mois | 0,99 | 0,99 | 4,90 | 4,90 | 0,78 | 0,78 | 2,19 | 2,05 | 3,57 | 3,57 |
| Encan mensuel UCAP - ROS | \$US / kW-mois | 0,65 | 0,62 | 0,65 | 0,62 | 0,65 | 0,62 | 2,66 | 2,61 | 2,01 | 1,99 |
| Prix payé ÷ Encan mensuel | Ratio | 1,5 | 1,6 | 7,5 | 7,9 | 1,2 | 1,3 | 0,8 | 0,8 | 1,8 | 1,8 |

| | | Janvier 2009 | Février 2009 | Janvier 2010 | Février 2010 | Janvier 2011 | Février 2011 | Janvier 2011 | Février 2011 | Janvier 2012 | Février 2012 | Janvier 2012 | Février 2012 |
|---------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Quantité recherchée | MW | 150 | 150 | 150 | 150 | 400 | 250 | 200 | 200 | 350 | 350 | 250 | 250 |
| Quantité offerte | MW | 450 | 450 | 300 | 300 | 900 | 750 | 200 | 400 | 700 | 700 | 500 | 650 |
| Quantité retenue | MW | 150 | 150 | 150 | 150 | 400 | 250 | 200 | 200 | 350 | 350 | 250 | 250 |
| Prix moyen offert | \$US / kW-mois | 3,64 | 3,59 | 2,45 | 2,75 | 1,18 | 1,22 | 0,80 | 0,79 | 1,19 | 1,09 | 0,78 | 0,78 |
| MIN | \$US / kW-mois | 2,25 | 2,25 | 1,65 | 2,25 | 0,75 | 0,60 | 0,75 | 0,60 | 0,90 | 0,75 | 0,50 | 0,50 |
| MAX | \$US / kW-mois | 5,00 | 4,35 | 3,25 | 3,25 | 2,95 | 2,95 | 0,85 | 1,05 | 1,95 | 1,65 | 1,25 | 1,25 |
| Prix moyen payé | \$US / kW-mois | 2,25 | 2,25 | 1,65 | 2,25 | 0,76 | 0,60 | 0,80 | 0,65 | 0,90 | 0,75 | 0,53 | 0,53 |
| Encan mensuel UCAP - ROS | \$US / kW-mois | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,25 | 0,50 | 0,49 | 0,50 | 0,49 | 0,21 | 0,20 | 0,21 | 0,20 |
| Prix payé ÷ Encan mensuel | Ratio | 1,1 | 1,1 | 0,8 | 1,0 | 1,5 | 1,2 | 1,6 | 1,3 | 4,3 | 3,8 | 2,5 | 2,7 |

²¹ R-3814-2012, B-0096, HQD-13, document 14, page 4, tableau R-1.1.

²² B-0088, HQD-15, document 1, page 19, tableau R-9.3.

**TABLEAU R-9.3
ACHAT DE PUISSANCE**

| | | Janvier 2013 | Février 2013 |
|----------------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|
| Quantité aquirse | MW | 125 | 125 |
| Prix moyen payé | \$US / kW-mois | 2,32 | 2,17 |
| Encan mensuel UCAP - ROS | \$US / kW-mois | 1,79 | 2,39 |
| Prix payé ÷ Encan mensuel | Ratio | 1,3 | 0,9 |

À partir des informations contenues dans les tableaux R-1.1 et R-9.3, la FCEI a complété le tableau 1 qui suit :

**Tableau 3
Synthèse des achats UCAP du Distributeur depuis l'hiver 2005-2006**

| Hiver | Achats à la pointe de l'hiver (MW) | Prix payé (000 \$US) | Prix moyen payé (\$US/kW-hiver) |
|-----------|---------------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2005-2006 | 1009 | 6993 | 6,93 |
| 2006-2007 | 250 | 855 | 3,42 |
| 2007-2008 | 400 | 2499 | 6,25 |
| 2008-2009 | 150 | 675 | 4,50 |
| 2009-2010 | 150 | 585 | 3,90 |
| 2010-2011 | 600 | 744 | 1,24 |
| 2011-2012 | 600 | 843 | 1,40 |
| 2012-2013 | 125 | 561 | 4,49 |

Le tableau 3 présente le prix moyen payé par le Distributeur pour chaque hiver depuis 2005-2006. Le prix moyen pour la puissance payée par le Distributeur se

situait à 4,49 \$US/kW-hiver lors de l'hiver 2012-2013. La FCEI est d'accord avec la position du Distributeur d'utiliser un prix de 2,50 \$/kW-mois pour janvier et février :

« Le Distributeur présente au tableau R-9.3 le sommaire des achats de puissance du Distributeur pour janvier et février 2013. On constate que le prix moyen payé par le Distributeur est près du signal utilisé comme coût évité de court terme en puissance, soit 10 \$/kW-hiver ou 2,50 \$/kW-mois. » (Nous soulignons)

Mais la FCEI n'est plus d'accord lorsque le Distributeur additionne les prix des 4 mois d'hiver, soit de décembre à mars pour obtenir un total de 10 \$/kW-hiver. En effet, le Distributeur n'avait aucun besoin pour les mois de décembre 2012 et mars 2013²³, donc le prix à additionner pour ces deux mois est plutôt de 0 \$/kW-mois, pour un prix total pour l'hiver 2012-2013 de 5 \$/kW-hiver.

Pour les raisons exposées dans la présente section :

La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le coût évité en puissance pour le réseau intégré comme suit :

- Pour **les hivers 2013-2014 à 2015-2016** : prix de **5 \$/kW-hiver** (2013 \$, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur ;
- Hivers **2016-2017 à 2018-2019** : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (2013 \$, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes.

(Les changements recommandés sont soulignés)

²³ B-0093, HQD-15, document 6, page 54, question 21.1.

4. Approvisionnements en électricité

4.1. Production éolienne en énergie

Le Distributeur expose l'impact majeur des nouveaux parcs éoliens dans la hausse tarifaire 2014-2015²⁴ :

« L'ajustement tarifaire pour l'année 2014-2015 s'explique essentiellement par le coût des nouveaux parcs éoliens et l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.

Tout d'abord, les mises en service de nouveaux projets de production, principalement les parcs éoliens, selon les programmes d'achats dictés par le gouvernement du Québec, exercent une pression à la hausse sur le coût des approvisionnements en électricité au Québec. Ces mises en service, qui s'inscrivent dans un contexte de surplus d'électricité et de décroissance des ventes prévues au secteur industriel, contribuent pour 2,7 % à l'ajustement tarifaire demandé.» (Nous soulignons)

De façon plus spécifique, le Distributeur met en évidence l'effet des nouveaux contrats de long terme sur les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour 2014²⁵ :

« Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2014 s'élève à 1 199 M\$, en hausse de 232 M\$ par rapport à celui de l'année de base 2013, ce qui correspond à un coût moyen de 99,3 \$/MWh. Cette hausse de coût est essentiellement attribuable aux contrats de long terme et, notamment, aux projets d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), dont le coût augmente de 271 M\$. » (Nous soulignons)

En fait, à partir du tableau détaillé des contrats de long terme²⁶, on peut déduire que la majeure partie des coûts additionnels de près de 271 M\$ en 2014 serait attribuable à la production éolienne.

²⁴ B-0008, HQD-1, document 1, pages 4 et 5.

²⁵ B-0020, HQD-5, document 1, page 14, lignes 1 à 6.

La demande d'électricité est un des intrants importants dans la planification du Distributeur et c'est un facteur que ce dernier ne contrôle pratiquement pas. Dans ce contexte, la FCEI constate que le Distributeur a déployé beaucoup d'efforts au cours des ans, avec raison, pour améliorer la prévision de la demande d'électricité et des ventes.

La FCEI constate que, tout comme la demande d'électricité, la production éolienne est un autre facteur que le Distributeur ne contrôle pas et qui prend de plus en plus d'importance tel que mentionné plus haut. De fait, l'apport éolien peut être considéré, à toutes fins pratiques, comme une demande négative. Dans ce contexte, la FCEI est d'avis que, dans le cadre de ses demandes tarifaires, le Distributeur devrait procéder à une meilleure prévision des livraisons éoliennes en tenant compte d'autres facteurs que les seules données contractuelles.

Pour évaluer la performance de la prévision éolienne du Distributeur, la FCEI a comparé le facteur d'utilisation des parcs en service à leurs facteurs contractuels. Les résultats de l'entente d'intégration éolienne peuvent fournir une bonne indication du respect de ces facteurs d'utilisation. En effet, l'entente d'intégration éolienne est basée sur un facteur d'utilisation de 35% alors que les facteurs moyens des deux premiers appels d'offres devraient être de 36,6%²⁷. Le tableau 4 préparé par la FCEI fait état des différences, pour chaque année, entre la production éolienne réelle et celle qui correspond à un facteur d'utilisation de 35% et il présente le facteur d'utilisation réel (ou projeté dans le cas de 2013). Les détails de la projection pour 2013 se retrouvent au tableau 5 en tenant compte de la mise en service de 6 nouveaux parcs éoliens au cours des 3 derniers mois de 2013 et en supposant que les facteurs d'utilisation seront les

²⁶ B-0020, HQD-5, document 1, annexe A, page 23.

²⁷ R-3814-2012, B-0085, HQD-13, document 4, page 15, tableau R-2.5.1.

mêmes que ceux de la production attendue par le Distributeur²⁸ pour les trois derniers mois de l'année.

Tableau 4
Suivi de l'énergie de l'EIE

| Année | Énergie livrée parcs éoliens (MWh) | Énergie livrée par HQP (FU 35%) (MWh) | Écart (MWh) | Énergie livrée parcs éoliens F. U. |
|--------------|------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------|------------------------------------------|
| 2008 | 605 006 | 682 416 | -77 410 | 31,0% |
| 2009 | 945 761 | 1 024 569 | -78 808 | 32,3% |
| 2010 | 1 197 631 | 1 370 503 | -172 872 | 30,6% |
| 2011 | 1 335 968 | 1 506 063 | -170 095 | 31,0% |
| 2012 | 2 294 414 | 2 621 314 | -326 900 | 30,6% |
| 2013 (P) | 4 708 994 | 4 848 951 | -139 957 | 34,0% |
| TOTAL | 11 087 774 | 12 053 816 | -966 042 | 32,2% |

Tableau 5
Projection de l'énergie de l'EIE pour 2013

| 2013 | Énergie livrée parcs éoliens (MWh) | Énergie livrée par HQP (FU 35%) (MWh) | Écart (MWh) | Énergie livrée parcs éoliens F. U. |
|--------------|------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------|------------------------------------------|
| Janvier | 482 116 | 330 173 | 151 943 | 51,1% |
| Février | 312 468 | 338 053 | -25 585 | 32,4% |
| Mars | 309 200 | 384 591 | -75 391 | 28,1% |
| Avril | 417 914 | 379 285 | 38 629 | 38,6% |
| Mai | 280 413 | 391 928 | -111 515 | 25,0% |
| Juin | 249 130 | 379 285 | -130 155 | 23,0% |
| Juillet | 300 931 | 391 928 | -90 997 | 26,9% |
| Août | 283 797 | 393 188 | -109 391 | 25,3% |
| Septembre | 430 282 | 417 085 | 13 197 | 36,1% |
| Octobre (P) | 480 244 | 430 988 | 49 256 | 39,0% |
| Novembre (P) | 544 134 | 442 899 | 101 234 | 43,0% |
| Décembre (P) | 618 365 | 569 547 | 48 818 | 38,0% |
| TOTAL | 4 708 994 | 4 848 951 | -139 957 | 34,0% |

²⁸ R-3748-2010, B-0039, HQD-2, document 8, page 5, tableau R-2.1.

R-3854-2013 : Demande tarifaire 2014 de HQD
Mémoire de la FCEI

Notes:

[Janvier à mars: www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html)

Avril à septembre: R-3848-2013, B-0031, HQD-2, document 4.1, page 4, tableau R-1.8.

Mises en service : R-3864-2013, HQD-1, document 2.3, annexe 3C, page 21.

On peut constater que, pour les 5 années entre 2008 et 2012, aucune ne montre un facteur d'utilisation s'approchant de 36,6%. Les facteurs d'utilisation annuels varient plutôt entre 30,6% et 32,3% pour cette période.

Même en supposant que la projection de 2013 se concrétise, la période des 6 dernières années afficherait quand même un facteur d'utilisation global sur l'ensemble de la période de seulement 32,2%, ce qui est significativement inférieur au facteur d'utilisation prévu de 36,6%, soit 12 % de moins.

Étant donné la surestimation systématique de la production éolienne au cours des 6 dernières années, la FCEI a calculé l'impact de réduire de 10 % la prévision du Distributeur pour 2014. Avec une prévision de 6,9 TWh²⁹ pour l'année témoin 2014, une réduction de 10 % de la production éolienne équivaldrait à 0,7 TWh par rapport à la prévision du Distributeur.

Pour les raisons exposées dans la présente section :

La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de réduire de 0,7 TWh la quantité des approvisionnements éoliens de long terme prévus pour 2014 et de revoir conséquemment la stratégie et les coûts d'approvisionnements prévus, y compris l'énergie patrimoniale inutilisée et les rappels d'énergie.

Aussi, la FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur, pour la prochaine cause tarifaire, d'établir sa prévision annuelle de production éolienne en adoptant la méthode recommandée par l'expert retenu par la

²⁹ B-0020, HQD-5, document 1, page 13, tableau 4.

FCEI dans le dossier R-3848-2013³⁰, soit l'utilisation de la production éolienne réelle pour les parcs de plus d'un an de service et de la production attendue théorique pour les autres.

La FCEI a pris connaissance de la remarque de la Régie dans sa décision D-2013-021³¹ selon laquelle une réduction des volumes d'approvisionnement anticipés dans une année serait captée avec les écarts de volume réels dans le « *pass-on* » et compensée sur les deux années suivantes. La FCEI reconnaît l'utilité du « *pass-on* » mais elle soumet respectueusement qu'il serait quand même préférable que la prévision éolienne de l'année témoin soit au départ la plus centrée possible. De plus, la révision de la quantité des approvisionnements éoliens a un impact direct sur les reports et rappels d'énergie en vertu des conventions d'énergie différées.

4.2. Entente d'intégration éolienne (« EIÉ »)

Le Distributeur prévoit un coût d'intégration éolienne de 42,2 M\$³² pour l'année témoin 2014 en se basant sur l'hypothèse qu'aucune nouvelle entente d'intégration éolienne ne sera en place en 2014³³. Cette hypothèse est cohérente avec l'estimation du Distributeur selon laquelle les démarches pour en arriver à de nouvelles ententes pourraient durer au moins 12 mois³⁴.

En 2014, la puissance moyenne éolienne sera de 2248,4 MW (11 mois à 2208 MW et 1 mois à 2693 MW)³⁵. Le coût de la puissance était de 91,8949 \$/kW-an en 2013 selon le suivi de l'EIÉ. En l'augmentant de 2 %, on obtient un prix de

³⁰ R-3848-2013, C-FCEI-0011, page 42, recommandation 3.

³¹ Décision D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 18, paragraphe 59.

³² B-0020, HQD-1, document 5, annexe A, page 23.

³³ B-0020, HQD-1, document 5, page 15, lignes 5 à 7.

³⁴ B-0107, page 2, question 3.1.

³⁵ R-3848-2013, B-0004, HQD-1, document 1, Annexe A, page 21.

93,7328 \$/kW-an pour 2014³⁶. Le prix total pour la puissance complémentaire de 20% pour 2014 serait donc de 42,2 M\$.³⁷

La FCEI constate donc que le coût d'intégration éolienne de 42,2 M\$ prévu par le Distributeur pour 2014 ne couvre que la puissance complémentaire.

Or, la Régie, dans sa décision D-2013-021, considère que le paramètre de la puissance contributive devrait être actualisé comme suit³⁸ :

« [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. » (Nous soulignons)

La puissance contributive est présentement évaluée à 30 % de la puissance installée éolienne par toutes les divisions d'Hydro-Québec impliquées³⁹. **Dans le calcul fait plus haut, si la puissance contributive était actualisée à 30 % au lieu de 15 % comme présentement dans l'EIE, le calcul s'appliquerait sur 5 % au lieu de 20 % et le coût de la puissance complémentaire serait donc établi à 10,6 M\$, soit une réduction de 31,6 M\$.**

Dans son rapport dans le cadre du dossier R-3848-2013 (pièce C-FCEI-0011), l'expert retenu par la FCEI a relaté les démarches qui ont amené plus d'une fois les prolongations qui ont fait que l'EIE est toujours en place depuis sa fin initialement prévue pour le 9 février 2011 (voir section 2 du rapport). Il a aussi

³⁶ R-3573-2005, HQD-1, document 1, page 5, article 6.2.

³⁷ $2248,4 \text{ MW} \times 93,7328 \text{ \$/kW-an} \times 20 \% = 42,2 \text{ M\$}$

³⁸ Décision D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 18, paragraphe 61.

³⁹ R-3848-2013, B-0004, HQD-1, document 1, page 11.

mis en relief les impacts négatifs de ces prolongations (voir notamment le sommaire du rapport).

Lors du dossier R-3799-2012, la possibilité d'apporter des modifications à l'EIE en attendant la mise en place de nouvelles ententes avait été évoquée. Toutefois, le Distributeur⁴⁰ et la Régie⁴¹ avaient écarté cette éventualité à l'époque sur la base qu'un appel d'offres était alors en cours.

Nous soumettons avec respect qu'il n'y a pas d'appel d'offres en cours présentement et que, par conséquent, une fenêtre d'opportunité est ouverte pour permettre à la Régie de pouvoir exercer son rôle de surveillance des justes tarifs et d'ordonner des modifications à l'EIE. Ceci permettrait, selon nous, d'éviter des coûts non requis et de réduire la pression qui s'exerce présentement sur les divers intervenants en attendant la conclusion de nouvelles ententes d'intégration.

Il importe de souligner aussi que les coûts non requis seront encore plus élevés en 2014 avec l'augmentation de la puissance installée éolienne.

Pour les raisons exposées dans la présente section :

La FCEI recommande que la Régie ne reconnaisse pas la portion de 31,6 M\$ des coûts d'intégration éolienne de 42,2 M\$ pour 2014.

La FCEI recommande que la Régie, dans l'intérêt public et afin de réduire certains coûts non souhaitables de l'EIE, demande au Distributeur de négocier avec le Producteur des modifications à l'EIE à compter du 1^{er} janvier 2014 comme suit :

- **Changer la *quantité contributive estimée* de 15 à 30 % à l'article 5.2.1 b)**

⁴⁰ Décision D-2012-144, dossier R-3799-2012, page 11, paragraphe 40.

⁴¹ Décision D-2012-144, dossier R-3799-2012, page 27, paragraphe 118.

- **Changer le prix payable pour la quantité de *puissance complémentaire* de l'article 6.2 pour le ramener à un prix comparable au marché actuel⁴²**
- **Changer le prix payable pour la quantité d'énergie de l'article 6.3 pour le ramener à un prix équivalant au coût de remplacement par le Distributeur.⁴³**

4.3. Énergie différée

4.3.1. Contexte

Au cours des dernières années, plusieurs décisions de la Régie touchaient à la stratégie du Distributeur dans la gestion des Conventions d'énergie différée (les « Conventions »).

D'abord, la décision D-2011-028 sur la cause tarifaire 2011-2012⁴⁴ :

« [162] Le Distributeur mentionne que des transactions financières sont conclues avec le Producteur dans le but de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions d'énergie différée en 2027. Pour le Distributeur, ces transactions sont réalisées dans le cadre des conventions avec le Producteur et découlent de l'optimisation de ses propres approvisionnements [note de bas de page omise].

[...]

[165] Ces intervenants soulignent que la démonstration d'une gestion optimale du solde des conventions d'énergie différée doit être faite dans un cadre de long terme. C'est donc, selon eux, à même cet exercice que la pertinence et la nécessité pour le Distributeur de conclure des transactions financières avec le Producteur doivent être évaluées.

[...]

⁴² R-3848-2013, C-FCEI-0011, section 4.3, pages 28 à 31.

⁴³ R-3848-2013, C-FCEI-0011, section 6.3, pages 46 et 47.

⁴⁴ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, pages 46 et 47, paragraphes 162 à 168.

[167] La Régie est d'avis que les transactions financières représentent un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée et que le Distributeur doit pouvoir garder toute la flexibilité opérationnelle nécessaire pour la bonne gestion à court terme de ses approvisionnements.

*[168] Aux fins de la fixation des tarifs 2011-2012, la Régie approuve le **coût global des approvisionnements proposé par le Distributeur. Toutefois, elle juge que des outils de gestion de long terme du solde du compte d'énergie différée devraient être examinés dans le cadre d'un plan d'approvisionnement.** » (Nous soulignons)*

Dans sa décision D-2011-162 sur le Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie demande au Distributeur⁴⁵ :

« [178] La Régie est d'avis, tel que mentionné dans la décision D-2011-028, que les transactions financières peuvent être considérées comme un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée [note de bas de page omise]. Néanmoins, elle juge que lesdites transactions représentent avant tout un moyen pour équilibrer à long terme le bilan en énergie du Distributeur. Le solde du compte d'énergie différée fait partie de ce bilan de long terme et contribue au contexte général de surplus auquel le Distributeur doit faire face.

[...]

[181] Dans le cas où le Distributeur entendrait recourir de nouveau à des transactions financières, la Régie s'attend à ce qu'il démontre les avantages nets de procéder à des transactions financières avec le Producteur, plutôt que de différer les quantités d'énergie visées ou de revendre celles-ci sur les marchés, compte tenu des moyens dont il dispose.

[182] La Régie considère que le Distributeur a avantage à maintenir ouverte et active l'option de revente de certaines quantités sur les marchés pour équilibrer son bilan en énergie, en conservant le maximum de flexibilité, et pour assurer une gestion prudente et efficace de ses approvisionnements.

[183] Par ailleurs, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande au Distributeur de présenter un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur, dans une perspective de gestion du solde du compte d'énergie différée à court, moyen et long termes. »
(Nous soulignons)

Dans sa décision D-2012-024 sur la cause tarifaire 2012-2013, la Régie réclamait du Distributeur une approche économique pour la gestion des Conventions sur la période 2012-2027⁴⁶ :

⁴⁵ Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 55 et 56, paragraphes 178 à 183.

⁴⁶ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 53, paragraphes 167 à 169.

« [167] Or, la Régie considère que cette problématique d'incertitude se retrouve également dans le cas de la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur. En effet, la décision de différer des quantités d'énergie une année donnée ou de conserver celles-ci pour répondre à des besoins futurs doit reposer sur une analyse économique qui tienne notamment compte des risques de variation de la demande sur la période 2012-2027, de même que des prix anticipés de l'énergie sur les marchés à long terme.

[168] Considérant ces incertitudes et l'échéance des conventions d'énergie différée, la Régie juge qu'il s'avère plus prudent de différer l'énergie, afin de pallier à d'éventuels besoins futurs.

[169] La Régie rejette donc la demande du Distributeur de reconduire les transactions financières avec le Producteur pour l'année 2012. Tel que demandé, elle s'attend à ce que le Distributeur dépose, lors du prochain plan d'approvisionnement, un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur, le cas échéant, qui s'inscrit dans un plan global de gestion du solde du compte d'énergie différée [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Dans sa décision D-2013-021 sur la cause tarifaire 2013-2014 la Régie réclamait encore une fois du Distributeur une analyse économique pour la gestion des Conventions sur la période 2012-2027⁴⁷ :

« [48] Par ailleurs, considérant l'importance des enjeux économiques liés à la gestion des Conventions, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse économique en appui au choix stratégique proposé quant à l'application des Conventions. Cette analyse devra notamment tenir compte des différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir ainsi que des risques de variations de la demande à long terme. » (Nous soulignons)

Le Distributeur n'a pas donné suite à cette dernière demande d'analyse économique de la décision D-2013-021 sous prétexte que⁴⁸ :

⁴⁷ Décision D-2013-021 dossier R-3814-2012, page 16, paragraphe 48.

« Tel que démontré dans le dossier R-3726-2010, les Conventions offrent un avantage économique important lorsque les besoins de long terme permettent de rappeler l'énergie auparavant différée. Or, dans le contexte actuel où les besoins de long terme sont en baisse d'au moins 10 TWh par année, un seul scénario se présente au Distributeur étant donné l'impossibilité de différer davantage d'énergie. Par conséquent, l'analyse économique qui consisterait à comparer deux scénarios, un où le Distributeur diffère et un autre où il ne diffère pas l'énergie du contrat de base, ne se présente pas. »

On voit que, tout comme l'an dernier où il en invoquait l'incapacité⁴⁹, le Distributeur plaide l'impossibilité de différer davantage d'énergie. La FCEI analysera plus bas si cette impossibilité est bien présente ou non. Mais il est important de rappeler que la Régie et certains intervenants exprimaient leurs doutes envers cet argument en 2012 ou du moins en demandaient une démonstration, ce qui ne s'est pas produit à la satisfaction de la Régie qui a demandé au Distributeur, expressément avant la date butoir du 1^{er} mars 2013, d'appliquer une stratégie équivalant à différer 1 TWh d'énergie en 2013⁵⁰. Le Distributeur n'a pas donné suite à cette demande comme on le verra plus loin.

Non plus que le Distributeur a donné suite, à la demande des décisions D-2011-162 et D-2012-0024 de la Régie portant sur la présentation d'un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur, dans une perspective de gestion du solde du compte d'énergie différée à court, moyen et long termes. En effet, dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023⁵¹, le Distributeur indique qu'il a répondu à cette demande dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, à sa section 4.1. Dans ce dernier document, le Distributeur se contentait d'indiquer :

⁴⁸ B-0020, HQD-5, document 1, page 7, lignes 23 à 29.

⁴⁹ R-3814-2012, B-0021, HQD-5, document 1, page 6, ligne 27.

⁵⁰ Décision D-2013-021 dossier R-3814-2012, pages 15 et 16, paragraphes 42 à 47.

⁵¹ R-3864-2013, B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 22.

« Par ailleurs, conformément à la décision D-2012-024, le Distributeur n'a pas eu recours aux transactions financières avec le Producteur en 2012 et n'entend pas y avoir recours de nouveau. »

Après des demandes répétées de la Régie depuis 2011, la FCEI trouve pour le moins inacceptable que le Distributeur n'ait pas donné suite à ces demandes en fournissant, à la demande de la Régie et des intervenants, des justifications économiques et/ou des cadres de gestion de l'énergie en considérant :

- **Une perspective où tous les horizons sont indissociables; le court, moyen et long terme jusqu'en 2027**
- **L'incertitude sur les principaux paramètres (demande, offre, prix, etc.)**
- **Tous les moyens disponibles sans exception (dont notamment les transactions financières et toute la flexibilité offerte par les Conventions et les autres moyens, s'il y a lieu)**
- **L'objectif d'optimisation de l'ensemble des approvisionnements et sa démonstration.**

La FCEI conçoit mal que, pour un bloc d'énergie d'une très grande valeur provenant des Conventions, le Distributeur ne se dote pas de plus d'outils d'optimisation qui tiennent compte des diverses incertitudes. Ceux-ci existent pourtant pour la gestion des approvisionnements, voir par exemple BC Hydro⁵². Même Hydro-Québec porte une attention particulière aux modèles de ce type⁵³. Citons une présentation du professeur Gendreau sur le choix entre une approche déterministe ou stochastique dans la résolution de problèmes liés à l'optimisation dans le domaine des approvisionnements en électricité⁵⁴ :

⁵² <http://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/irp-chap-4-20130802.pdf> , section 4.3, pages 4-29 à 4-56.

⁵³ Voir notamment <http://www.polymtl.ca/carrefour/article.php?no=3445> et http://www.nserc-crsng.gc.ca/Chairholders-TitulairesDeChaire/Chairholder-Titulaire_eng.asp?pid=679 .

⁵⁴ <http://entretiens.centrejc.org/docs/LausanneNov2012Gendreau.pdf> .

« Comment faire face à l'incertitude?

- On peut essayer d'utiliser des modèles d'optimisation déterministes en "jouant avec".
 - Pas facile et pas toujours efficace
- Sinon, il vaut mieux essayer d'utiliser des modèles d'optimisation stochastique qui prennent explicitement en compte l'incertitude. »

Les modèles permettent non seulement de trouver et de justifier les meilleures stratégies optimales mais ils permettent aussi de faire des études de sensibilité.

4.3.2. Capacité de rappels d'énergie à long terme

Dans le but notamment de présenter la capacité de rappeler de l'énergie à long terme d'ici la fin février 2027, le Distributeur a fourni le tableau suivant⁵⁵ :

**TABLEAU R-2.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)**

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| = Besoins visés par le Plan | 183,6 | 182,6 | 184,8 | 185,6 | 187,1 | 191,4 | 193,8 | 194,4 | 195,7 | 197,0 | 199,0 | 199,4 | 200,6 | 201,9 |
| - Volume d'électricité patrimoniale | 171,5 | 168,9 | 169,1 | 168,7 | 169,1 | 171,5 | 173,0 | 173,1 | 173,8 | 174,4 | 175,2 | 175,7 | 175,3 | 178,3 |
| - Appro. non patrimoniaux | 12,1 | 13,7 | 15,7 | 16,9 | 18,0 | 20,0 | 20,8 | 21,3 | 21,9 | 22,6 | 23,8 | 23,9 | 24,3 | 23,6 |
| ▪ TransCanada Energy | - | - | - | - | - | - | - | 0,7 | 0,7 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 0,7 | - |
| ▪ HQD - Base et cyclable | 3,3 | 3,2 | 3,2 | 3,3 | 3,3 | 4,1 | 4,5 | 4,5 | 4,6 | 4,7 | 4,3 | 3,9 | 4,0 | 0,8 |
| ▪ Cyclable | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,4 |
| ▪ Base | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 |
| ▪ Énergie différée | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| ▪ Énergie rappelée | - | - | - | - | - | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 0,5 | - | - | - |
| ▪ Autres contrats de long terme | 8,6 | 10,4 | 12,4 | 13,4 | 14,4 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,1 | 15,1 | 14,7 |
| ▪ Biomasse (Incluant Tembec) | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| ▪ Biomasse II : 125 MW | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| ▪ Biomasse III : 300 MW | 0,8 | 1,1 | 1,8 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| ▪ Eolien I : 990 MW | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,5 | 2,2 |
| ▪ Eolien II : 2000 MW | 4,3 | 5,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 |
| ▪ Eolien III : 500 MW | 0,1 | 0,5 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| ▪ Eolien IV : 800 MW | - | - | 0,1 | 0,7 | 1,6 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| ▪ Petite hydraulique : 150 MW | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| ▪ Achat de court terme | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 1,1 | 0,9 | 1,4 | 1,6 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| ▪ Achat de long terme | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,2 | 0,5 | 1,5 | 5,1 |
| = (Surplus) | (7,3) | (9,9) | (9,8) | (10,2) | (9,8) | (7,4) | (5,9) | (5,8) | (5,1) | (4,4) | (3,7) | (3,1) | (2,6) | (0,5) |

Dans cette section, la FCEI s'intéresse particulièrement à la ligne *Énergie rappelée*. Avant même de se questionner sur l'ordre de grandeur des quantités

⁵⁵ B-0076, HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1.

qui y apparaissent entre 2019 et 2024, la FCEI constate que, d'abord, la valeur baisse en 2024, puis qu'elle devient nulle par la suite. En même temps, la FCEI constate que le tableau commence à montrer des achats de long terme en 2024, des achats de court terme plus importants à compter de 2020 et des approvisionnements auprès de TransCanada Energy à compter de 2021. Dans une telle situation, la FCEI ne comprend pas pourquoi le tableau ne montre pas plus d'énergie rappelée. De plus, le Distributeur indique que la période de surplus devrait se prolonger jusqu'en 2025 et que des approvisionnements de long terme ne seraient requis qu'en 2026 notamment en hiver⁵⁶; or, ce n'est pas ce qu'indique le tableau alors que des achats de long terme apparaissent en 2024.

La FCEI a tenté de clarifier la situation auprès du Distributeur. Ce dernier fait alors référence au Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le « Plan »)⁵⁷. Or, ce plan ne fournit pas de bilan en énergie jusqu'en 2027 qui permettrait de clarifier la situation et de permettre aux intervenants de comprendre la stratégie du Distributeur. Le Plan indique toutefois que les livraisons de la centrale de TCE ne sont maintenant plus requises sur l'horizon de ce plan⁵⁸ et présente les rappels d'énergie du scénario de référence⁵⁹ où l'on constate aussi que les rappels d'énergie sont sous-estimés à partir de 2024.

La FCEI est donc d'avis que le Distributeur sous-estime la capacité de rappels d'énergie à long terme dans le scénario de référence.

⁵⁶ B-0017, HQD-3, document 4, page 5.

⁵⁷ B-0093, HQD-15, document 6, page 68, réponse 29.1.

⁵⁸ R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 8.

⁵⁹ R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 41, tableau 4C-1.

De plus, la FCEI analyse l'offre apparaissant au bilan du tableau R-2.1 plus haut. D'abord, la FCEI constate qu'elle ne peut utiliser le bilan d'énergie⁶⁰ du Plan, celui-ci s'arrêtant en 2023 et ne fournissant pas le niveau de détail requis.

La FCEI est d'avis qu'il existe aussi des aléas importants au niveau de l'offre et notamment en ce qui a trait aux approvisionnements de source éolienne. En effet, tel que montré plus haut à la section 4.1, il existe un biais significatif dans la prévision de la production éolienne et, avec les parcs présentement en service, on observe une tendance à la surestimation de cette production. Une prévision faite selon la recommandation de la section 4.1 plus haut aurait pour effet de réduire les surplus prévus par le Distributeur et, ainsi, permettre de différer plus d'énergie. Bien sûr, le Distributeur devrait aussi tenir compte des incertitudes affectant la production éolienne tout comme il se doit de le faire pour la demande.

Donc, avec la surestimation de la production éolienne, la FCEI est d'avis que l'offre prévue par le Distributeur dans le scénario de référence est surestimée et que, par conséquent, la capacité de rappel d'énergie à long terme est sous-estimée pour tous les scénarios de demande.

D'autre part, le 10 mai 2013, le gouvernement a annoncé le développement d'un bloc de 800 MW pour de nouveaux projets d'énergie éolienne dont 200 MW sont réservés à Hydro-Québec Production⁶¹. Or, présentement le Producteur dispose de 212 MW de production éolienne qu'il utilise pour ses propres besoins et qui ne sont pas spécifiquement destinés au Distributeur⁶².

⁶⁰ R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 27, tableau 4-2.

⁶¹ <http://www.premier.gouv.qc.ca/premier-ministre/videos/details-video-en.asp?annee=2013&mois=mai&dossier=eolien-05-13&persiste=1>.

⁶² <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Québec%20Comprehensive%20Review%202011.pdf>, page 10.

Le bilan d'énergie du tableau R-2.1 plus haut indique 800 MW pour l'*Éolien IV*. La FCEI a compris que les 200 MW réservés au Producteur étaient inclus dans les valeurs de cette ligne. Toutefois, elle a voulu clarifier si ces 200 MW réservés au Producteur seraient destinés à ses propres besoins comme actuellement ou seraient destinés au Distributeur. **La FCEI n'a pas obtenu une réponse claire à cette question via le processus de demandes de renseignements et de leur contestation et elle compte y revenir au besoin en audiences.**

4.3.3. Capacité de rappel d'énergie à court terme

Dans le présent dossier, le Distributeur a bien mis en évidence le fait que la prévision de référence des surplus d'énergie augmentait de plus en plus depuis quelques années. Il est aussi important de mentionner que même en présence de surplus, le Distributeur peut avoir avantage à rappeler de l'énergie en hiver⁶³ :

« [156] Malgré d'importants surplus à écouler chaque année, le Distributeur a néanmoins des besoins en énergie et en puissance en période hivernale, compte tenu du profil de consommation de sa clientèle. »

En fait, la FCEI est d'avis que la planification des rappels d'énergie est l'élément-clé dans la détermination du potentiel d'énergie différée. Une sous-estimation de la capacité de rappeler de l'énergie, principalement en hiver, ne serait donc pas à l'avantage du Distributeur, restreignant notamment ses possibilités de différer de l'énergie.

La FCEI a donc analysé la stratégie du Distributeur dans l'établissement de ses prévisions de rappels d'énergie en examinant particulièrement les mois de janvier et février 2014.

⁶³ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 45, paragraphe 156.

Tableau 6
Puissance additionnelle requise et rappels prévus de l'ÉAPA et du Plan

| | Puissance additionnelle requise ÉAPA (MW) | Rappels prévus ÉAPA (MW) | Puissance additionnelle requise PLAN (MW) | Rappels prévus PLAN |
|------|------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 2008 | 0 | 350 | 0 | 350 |
| 2009 | 300 | 350 | 300 | 350 |
| 2010 | 0 | 350 | 0 | 350 |
| 2011 | 130 | 800 | 130 | 800 |
| 2012 | 90 | 550 | 90 | 550 |
| 2013 | 470 | 400 | 470 | 400 |
| 2014 | 650 | 400 | 650 | 0 |
| 2015 | 760 | 400 | 360 | 0 |
| 2016 | 1150 | 400 | 750 | 0 |
| 2017 | 1370 | 400 | 1050 | 0 |
| 2018 | 1320 | 400 | 1290 | 0 |
| 2019 | 1700 | 400 | 1530 | 400 |
| 2020 | 2120 | 400 | 1830 | 400 |
| 2021 | | | 2070 | 400 |
| 2022 | | | 2370 | 400 |
| 2023 | | | 2700 | 400 |

Notes:

2008 à 2013: approvisionnements en électricité des causes tarifaires

ÉAPA: État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 24.

PLAN : R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 28.

Notons d'abord que le Distributeur, dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, prévoyait 400 MW de rappels en janvier et février pour toutes les années entre 2013 et 2027⁶⁴. Et on peut aussi constater, selon la même prévision que, pour les années 2013 à 2020, la *Puissance additionnelle requise* (avant contribution des marchés de court terme) variait entre 300 et 2120 MW⁶⁵. On peut donc voir dans le scénario de l'état d'avancement 2012 que même une puissance additionnelle requise de 300 MW

⁶⁴ État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, Annexe E, page 51.

⁶⁵ État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 24, tableau 4.3.

à la pointe annuelle justifiait l'utilisation de 400 MW de rappels en janvier et même en février.

Cette année, dans le Plan, malgré des puissances additionnelles requises variant entre 360 et 1290 MW entre 2014 et 2018⁶⁶, le Distributeur ne prévoit plus rappeler d'énergie en janvier et en février pour ces mêmes années⁶⁷.

La FCEI ne comprend pas ce changement soudain de stratégie alors que les conditions en puissance n'ont pas beaucoup changé. Par conséquent, la FCEI est d'avis que la capacité de rappel d'énergie est sous-estimée pour la période de 2014 à 2018 inclusivement.

Le Distributeur se contente d'abord de répondre ainsi au questionnement de la FCEI pour 2014 :

« Les besoins en énergie prévus à l'hiver 2014 ne justifient pas de rappel d'énergie. Les besoins comblés par les achats de court terme sont concentrés sur quelques heures et, de ce fait, ne nécessitent pas d'approvisionnement en base. »

Aucune démonstration n'est apportée pour justifier cette stratégie. La FCEI a demandé les simulations horaires qui auraient pu la justifier mais le Distributeur n'a pas accédé à cette demande invoquant entre autres qu'il ne veut pas divulguer d'information qui peut lui porter préjudice⁶⁸.

⁶⁶ R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

⁶⁷ R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 41.

⁶⁸ B-0107, page 2.

L'information est toutefois divulguée sous une certaine forme dans le Plan⁶⁹ où on peut voir notamment que des approvisionnements additionnels seraient requis pour environ 500 heures en 2014.

Le Distributeur apporte plus de précisions sur l'année 2014⁷⁰ :

« La réponse 27.1 du Distributeur répond précisément à la question de l'intervenant. En effet, les besoins comblés par les achats de court terme étant concentrés sur quelques heures, un approvisionnement en base, comme par exemple les livraisons d'énergie associées aux rappels d'énergie différée, n'est pas requis et serait inutile pour la majorité des heures, même en hiver.

Afin de s'assurer de la bonne compréhension de l'intervenant, le Distributeur ajoute que le profil des besoins fait en sorte que, même si des achats de court terme de 120 GWh sont prévus en janvier 2014, un rappel de 50 MW ne contribuerait à réduire les achats de court terme sur à peine 250 heures de ce mois. En février 2014, alors que les achats de court terme prévus sont de 54 GWh, un rappel de 50 MW ne permettrait de réduire les achats de court terme que pour environ 150 heures. Tout bloc additionnel d'énergie ne permettrait de réduire les achats de court terme que sur un nombre d'heures encore plus faible. La contribution énergétique d'un rappel de 50 MW se traduirait donc en bonne partie par une augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée.

*Il n'apparaît donc ni nécessaire ni pertinent de fournir des données horaires prévisionnelles qui constituent de l'information opérationnelle qui relève de la microgestion et dont la divulgation peut porter préjudice au Distributeur, notamment dans ses négociations avec des contreparties. »
(Nous soulignons)*

D'abord, la FCEI ne s'attendait pas à ce que les rappels servent pendant toutes les heures de l'hiver et elle constate, par ailleurs, que 250 heures en janvier constituent plus du tiers de toutes les heures du mois, ce qui doit probablement couvrir une bonne partie des heures de forte demande et semble représenter un

⁶⁹ R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, pages 27 à 33.

⁷⁰ B-0107, pages 1 et 2.

bloc significatif. La réponse du Distributeur ne constitue pas, selon la FCEI une justification suffisante. Par exemple, combien d'heures faut-il pour justifier ou non un rappel? Quels critères sont utilisés? Combien d'heures étaient couvertes lors des années où les rappels étaient actifs? Ces questions restent sans réponse.

Toutefois, ce qui ressort de la réponse du Distributeur c'est qu'il ne dit pas que les rappels sont impossibles en janvier et février 2014. Il semble plutôt dire que leur utilité peut être mise en doute sans toutefois en faire une démonstration chiffrée. Le Distributeur n'apporte pas de justification économique pour cette stratégie.

Il est important de constater qu'un rappel en hiver peut avoir des impacts à l'intérieur de l'hiver en question et le Distributeur en donne quelques exemples dans sa réponse ci-haut. Toutefois, le fait de rappeler de l'énergie a aussi un impact multi-annuel que le Distributeur ne mentionne pas. En effet, le fait de rappeler de l'énergie en 2014 ajoute de la marge additionnelle pour différer plus d'énergie à un moment ou à un autre entre 2014 et 2027. La FCEI constate que le Distributeur ne justifie pas sa stratégie en tenant compte de cet effet multi-annuel.

La FCEI est d'avis que les rappels d'énergie en 2014 ne sont pas impossibles et que le Distributeur n'a pas suffisamment justifié de façon économique sa décision de ne pas rappeler d'énergie en janvier et février 2014.

4.3.4. Sous-estimation des achats de court terme et des rappels d'énergie

Pour 2013, le Distributeur justifie par une vague de froid survenue en janvier des achats d'énergie de court terme qui ont dépassé la prévision⁷¹. La FCEI a analysé la performance du Distributeur dans la prévision des achats court terme et a préparé le tableau 7.

Tableau 7
Achats d'énergie court terme

| | Année témoin (TWh) | Année de base (TWh) | Réel (TWh) | Écart (TWh) | Écart (%) |
|----------------------|--------------------|---------------------|------------|--------------|---------------|
| 2008 | 0,034 | 0,408 | 0,9 | 0,866 | |
| 2009 | 0,529 | 1 | 1,2 | 0,671 | |
| 2010 | 0,079 | 0,1 | 0,7 | 0,621 | |
| 2011 | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 0,2 | |
| 2012 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | -0,1 | |
| 2013 | 0,7 | 0,8 | | | |
| 2014 | 0,2 | | | | |
| TOTAL 2008-12 | 1,442 | 2,308 | 3,7 | 2,258 | 156,6% |

Sources : Approvisionnements en électricité des causes tarifaires

On peut constater que le Distributeur a tendance à sous-estimer ses besoins en achats d'énergie court terme. Sur la période de 5 ans entre 2008 et 2012, la réalité a été plus du double de la prévision de l'année témoin (+157 %). Un tel résultat indique aussi que quand le Distributeur doit décider s'il rappelle ou non de l'énergie du solde d'énergie différée, il sous-estime ses besoins.

Le Distributeur a illustré sa méthode de prévision dans le Plan⁷². Les graphiques qui y sont présentés nous laissent supposer que l'analyse se fait uniquement sur un seul cas déterministe de demande et d'offre. La FCEI est d'avis qu'une telle approche a tendance à sous-estimer certains résultats et surtout les évaluations

⁷¹ B-0093, HQD-15, document 6, réponse 28.1.

⁷² R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, pages 27 à 33.

des moyens de gestion de dernier ressort qui se retrouvent dans la pointe de la courbe de demande. À titre d'exemple, on n'a qu'à citer les heures de délestage des études de fiabilité. Avec une approche déterministe, on ne voit généralement aucune heure de défaillance; c'est avec une simulation stochastique des aléas pouvant survenir qu'on voit apparaître des heures de défaillance.

La distribution statistique du nombre d'heures où le besoin d'un moyen comme les rappels d'énergie se fait sentir n'est pas symétrique. En effet, le nombre d'heures ne peut pas devenir négatif alors qu'il n'y a aucune limite positive dans sa détermination dans le cas, par exemple, d'hivers froids.

Dans un tel contexte de l'utilisation d'un seul cas déterministe d'offre et de demande, la sous-estimation du nombre d'heures des moyens de gestion de la pointe n'est pas surprenante et Hydro-Québec l'avait d'ailleurs constaté au début des années 1990 pour la détermination de l'espérance d'utilisation des moyens de gestion de la pointe en hiver⁷³ :

« Cet article se concentre sur le premier problème, soit l'analyse de puissance. Plusieurs applications doivent y être traitées, notamment :

- la fiabilité du système;*
- la réserve requise en puissance pour chacun des horizons de planification;*
- l'utilisation espérée des divers moyens de gestion de la pointe :*

[...]

- Achat auprès des réseaux voisins interconnectés;*

[...]

⁷³ R-3748-2010, C-UMQ-0015, page 68.

Dans toutes ces applications, la stochasticité des éléments de l'offre et de la demande doit être prise en compte. » (Nous soulignons)

La FCEI est d'avis que, pour une année donnée, le Distributeur sous-estime l'utilisation des moyens de pointe comme les achats d'énergie court terme et les rappels d'énergie des conventions d'énergie différée. Par conséquent, la FCEI recommande l'utilisation de modèles de simulation stochastiques pour mieux prévoir les achats d'énergie court terme et les rappels d'énergie et éliminer le biais systématique qui affecte présentement cette prévision.

4.3.5. Impossibilité de différer en 2013?

Encore dans le présent dossier, le Distributeur prétend qu'il se voit dans l'impossibilité de différer davantage d'énergie et qu'il ne peut de manière raisonnable et prudente différer l'énergie du contrat de base en 2013 considérant que les besoins de long terme à approvisionner ne lui offrent pas la possibilité de rappeler cette énergie avant la fin des Conventions⁷⁴.

Le Distributeur ajoute⁷⁵ :

« De fait, les volumes non différés sur la période 2010-2013 (plus de 8 TWh) se seraient accumulés dans le compte d'énergie différée, pour porter le solde à près de 13 TWh à la fin de 2013. Dans une telle situation, et sans recourir à l'option de différer de l'énergie d'ici 2027, le solde ne pourrait être ramené à zéro avant l'échéance des Conventions d'énergie différée (les « Conventions »). »

Le Distributeur réfère alors à une situation purement hypothétique puisque la décision D-2013-021 mentionnée plus haut ne portait pas sur « plus de 8 TWh » sur la période 2010-2013 mais seulement sur 1 TWh en 2013. D'ailleurs, le

⁷⁴ B-0020, HQD-5, document 1, page 7, lignes 7 à 27.

⁷⁵ B-0020, HQD-5, document 1, page 7, lignes 1 à 6.

Distributeur confirme que s'il avait différé 1 TWh en 2013, le solde du compte d'énergie différée aurait été de 6 TWh⁷⁶. Et on peut déduire du tableau fourni par le Distributeur en y ajoutant des rappels entre 2024 et 2027 qu'un solde de 6 TWh et même de 7 TWh pourrait être ramené à 0 avant l'échéance des Conventions d'énergie différée, selon un scénario de demande moyen.

Donc la FCEI est d'avis que, dans le cas d'un scénario de demande moyen le Distributeur n'était pas dans l'impossibilité de différer 1 TWh d'énergie des Conventions en 2013.

Le Distributeur mentionne toutefois qu'il souhaite maintenant se prémunir contre un scénario de demande faible avec un écart de 115 TWh sur la période 2014-2027, scénario qui n'aurait que 10 % de probabilité d'être dépassé⁷⁷.

Tout d'abord la FCEI est d'avis que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que, même dans le cas peu probable de demande faible, il ne pourrait pas différer d'énergie en 2013 ou 2014. Le scénario faible présenté dans le Plan⁷⁸ souffre, selon la FCEI, des mêmes problèmes de sous-estimation sur l'ensemble de l'horizon que ceux exposés plus haut.

D'autre part, la FCEI est d'avis que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que son critère de décision basé sur un cas faible était optimal et à l'avantage de la clientèle. Le Distributeur n'a pas démontré l'avantage économique d'un tel critère. La FCEI est d'avis que si le Distributeur veut utiliser un tel critère d'assurance, il doit le faire approuver par la Régie. Sinon, à la limite on pourrait trouver n'importe quel cas de demande faible pour lequel où il serait impossible de différer plus d'énergie et les Conventions n'auraient plus leur raison d'être.

⁷⁶ B-0093, HQD-15, document 6, page 61, réponse 24.3.

⁷⁷ B-0110, HQD-15, document 6.1, page 8, réponse 24.2.

⁷⁸ R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, page 41, annexe 5C, tableau 4C-2.

La FCEI est d'avis que de gérer l'énergie différée avec un cas de demande faible est beaucoup trop sévère et non économique et que le Distributeur doit présenter une justification économique de son critère de protection basé sur le cas de demande faible.

Étant donné les observations de la FCEI dans cette section 4.3 soit :

- **L'absence de justifications économiques par le Distributeur malgré les demandes de la Régie en ce sens**
 - **La sous-estimation des capacités de rappels d'énergie**
 - **La possibilité de différer de l'énergie en 2013,**
- la FCEI recommande à la Régie de ne pas reconnaître le montant de 30 M\$ pour 2013 en conformité avec la décision D-2013-021.**

4.3.6. Impossibilité de différer en 2014?

Pour les mêmes motifs que la section précédente, la FCEI est d'avis qu'il n'est pas impossible de différer de l'énergie en 2014, la FCEI recommandant de différer 1 TWh. Cette recommandation aurait pour effet de réduire de 56,4 M\$ les achats du contrat de base⁷⁹ et d'augmenter de 28,2 M\$⁸⁰ les achats d'électricité patrimoniale, le tout pour un gain de 28,2 M\$.

La FCEI recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 28,2 M\$ pour les achats d'électricité pour 2014 correspondant à l'effet net de différer 1 TWh d'énergie.

⁷⁹ B-0020, HQD-5, document 1, Annexe A, page 23.

⁸⁰ B-0021, HQD-5, document 2, page 7, tableau 3.

5. Indicateurs d'efficience et de performance

Le Distributeur présente les résultats et l'analyse des indicateurs d'efficience et de performance ciblés par la Régie à la pièce HQD-1, document 5. Les indicateurs d'efficience sont de trois types :

1. les indicateurs globaux;
2. les indicateurs du processus Service à la clientèle;
3. les indicateurs du processus Distribution.

Chacun des 8 indicateurs d'efficience affiche une croissance moyenne inférieure à l'inflation sur la période 2010-2014⁸¹.

En ce qui a trait aux indicateurs de qualité du service⁸², ils sont de quatre types :

1. les indicateurs de satisfaction des clients;
2. les indicateurs de fiabilité du service;
3. les indicateurs de qualité du service;
4. les indicateurs de sécurité.

Les indicateurs de satisfaction de la clientèle sont relativement stables. Au niveau de la fiabilité du service, l'Indice de continuité normalisé est relativement stable. En ce qui a trait à la qualité du service, le délai moyen de réponse téléphonique a subi une détérioration.

6. Objectifs corporatifs

Le Distributeur présente les résultats des objectifs corporatifs de 2012 et les objectifs corporatifs soumis pour 2013⁸³.

⁸¹ B-0087, HQD-1, document 5, page 10, tableau 2.

⁸² B-0013, HQD-1, document 5, page 12, tableau 3.

⁸³ B-0024, HQD-7, document 2, Annexe C, pages 23 et 24.

La FCEI constate que les objectifs du Distributeur ont été atteints à 83,33 % en 2012.

La FCEI apporte certaines remarques sur les objectifs corporatifs :

L'objectif Indice d'engagement du personnel n'a pas été atteint en 2012 alors que le résultat de 60 % se trouvait nettement sous le seuil de 68 %. **La FCEI est préoccupée par le fait que l'objectif corporatif Indice d'engagement du personnel, non atteint en 2012, n'ait pas été reconduit par le Distributeur en 2013.**

L'objectif IS – Processus alimenter a aussi été moins bon que le seuil en 2012 et n'a pas été reconduit en 2013. Le Distributeur indique toutefois que cet objectif a été abandonné parce qu'il n'était pas assez significatif⁸⁴.

L'objectif Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale a été meilleur que l'idéal en 2012. Malgré cette bonne performance, l'objectif devient moins ambitieux en 2013, ce qui préoccupe la FCEI.

7. Masse salariale

Les composantes de la masse salariale du Distributeur pour la période 2012-2014 sont présentées ci-dessous⁸⁵ :

⁸⁴ B-0110, HQD-15, document 6.1, page 9, réponse 31.2.

⁸⁵ B-0024, HQD-7, document 2, page 5, tableau 1.

TABEAU 1
COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE (M\$)

| Description | Année historique 2012 | 2013 | | | Année témoin 2014 | 2014 vs Année de base 2013 | |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------|--------------------|---------------|-------------------|----------------------------|------------|
| | | D-2013-037 | D-2013-037 ajustée | Année de base | | \$ | % |
| Salaire de base | 447,8 | 481,7 | 478,1 | 439,4 | 434,4 | -5,0 | -1,1 |
| Temps supplémentaire | 45,1 | 45,5 | 45,5 | 32,1 | 31,8 | -0,3 | -0,9 |
| Primes et revenus divers | 46,5 | 45,4 | 45,1 | 43,0 | 42,0 | -1,0 | -2,3 |
| <i>Régime d'intéressement corporatif</i> | 16,9 | 15,2 | | 14,4 | 14,1 | -0,3 | -2,1 |
| <i>Rémunération incitative selon la performance</i> | 5,0 | 5,5 | | 5,2 | 5,1 | -0,1 | -1,9 |
| <i>Autres primes ¹</i> | 24,6 | 24,7 | | 23,4 | 22,8 | -0,6 | -2,6 |
| Avantages sociaux | 98,9 | 185,9 | 184,7 | 179,9 | 229,0 | 49,1 | 27,3 |
| <i>Avantages sociaux - Coût de retraite</i> | 43,6 | 88,6 | | 132,5 | 108,8 | -23,7 | -17,9 |
| <i>Compte d'écarts - Coût de retraite</i> | -30,5 | 5,9 | | -38,6 | 35,9 | 74,5 | 193,0 |
| <i>Avantages sociaux - Autres</i> | 73,4 | 78,9 | | 74,7 | 78,5 | 1,8 | 2,4 |
| <i>Autres avantages complémentaires de retraite - retraités</i> | 12,4 | 12,5 | | 11,3 | 7,8 | -3,5 | -31,0 |
| MASSE SALARIALE | 638,3 | 758,5 | 753,4 | 694,4 | 737,2 | 42,8 | 6,2 |
| Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3) | | (5,1) | | | | | |
| MASSE SALARIALE - intégrant ces ajustements | 638,3 | 753,4 | 753,4 | 694,4 | 737,2 | 42,8 | 6,2 |

¹ La ligne « Autres primes » correspond à l'ensemble des compensations versées aux employés en raison des conditions particulières, difficiles ou contraignantes d'exercice du travail. À titre d'exemple, on y retrouve les primes pour quart de travail, les primes d'éloignement, les primes pour direction de travail ou pour remplacement d'employés de niveau supérieur ainsi que les primes pour travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence.

Au cours de la période 2012-2014, le Distributeur prévoit que les salaires de base de ses employés baisseront de 13,4 M\$.

Surestimation de la masse salariale

La Régie, dans sa décision D-2013-037⁸⁶ constatait une tendance à une surestimation de la projection de la masse salariale par rapport au montant réel.

La FCEI a préparé le tableau 5 pour illustrer la tendance à la surestimation observée sur la somme du salaire de base et du temps supplémentaire.

Tableau 8
Analyse des prévisions de masse salariale

| | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | MOYENNE |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Salaire de base prévu année témoin | (M\$) | 522,1 | 534,5 | 509,8 | 508,8 | 481,7 | |
| Salaire de base prévu année de base | (M\$) | 519,5 | 488,4 | 500,8 | 478,9 | 439,4 | |
| Salaire de base historique | (M\$) | 485,9 | 479,3 | 466,7 | 447,8 | | |
| | | | | | | | |
| Temps supplémentaire année témoin | (M\$) | 49,5 | 52,0 | 46,8 | 44,6 | 45,5 | |
| Temps supplémentaire année de base | (M\$) | 55,2 | 43,9 | 43,8 | 44,4 | 32,1 | |

⁸⁶ Décision D-2013-037, dossier R-3814-2012, page 62, paragraphe 221.

R-3854-2013 : Demande tarifaire 2014 de HQD
Mémoire de la FCEI

| | | | | | | | |
|------------------------------------|-------|--------|-------|-------|--------|--------|--------------|
| Temps supplémentaire historique | (M\$) | 55,9 | 49,9 | 49,4 | 45,1 | | |
| Total prévu année témoin | (M\$) | 571,6 | 586,5 | 556,6 | 553,4 | 527,2 | |
| Total prévu année de base | (M\$) | 574,7 | 532,3 | 544,6 | 523,3 | 471,5 | |
| Total historique | (M\$) | 541,8 | 529,2 | 516,1 | 492,9 | | |
| Écart année témoin - année de base | (M\$) | -3,1 | 54,2 | 12,0 | 30,1 | 55,7 | |
| Écart année de base - historique | (M\$) | 32,9 | 3,1 | 28,5 | 30,4 | | |
| Écart année témoin - historique | (M\$) | 29,8 | 57,3 | 40,5 | 60,5 | | |
| Écart année témoin - année de base | (%) | -0,54% | 9,24% | 2,16% | 5,44% | 10,57% | 4,07% |
| Écart année de base - historique | (%) | 5,72% | 0,58% | 5,23% | 5,81% | | 4,34% |
| Écart année témoin - historique | (%) | 5,21% | 9,77% | 7,28% | 10,93% | | 8,30% |

Sources:

B-0024, HQD-7, document 2, page 5, tableau 1.

R-3814-2012, HQD-7, document 3, page 5, tableau 1.

R-3776-2011, HQD-7, document 3, page 5, tableau 1.

R-3740-2010, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1.

R-3708-2009, HQD-7, document 3, page 4, tableau 1.

R-3677-2008, HQD-7, document 4, page 6, tableau 1.

R-3644-2007, HQD-7, document 4, page 6, tableau 1.

Le tableau 8 indique d'abord que la somme du salaire de base et du temps supplémentaire est généralement surestimée dans la prévision de l'année témoin par rapport à l'année de base, puis sur la prévision de l'année de base par rapport à l'historique.

Le tableau indique que la somme du salaire de base et du temps supplémentaire a été surestimée de 4,07 % en moyenne entre la prévision de l'année témoin et celle de l'année de base sur les 4 ans entre 2009 et 2012. De plus, entre l'année de base et l'historique, la surestimation moyenne, basée sur les mêmes 4 ans, est de 4,34 %.

La surestimation moyenne de la somme des salaires de base et du temps supplémentaire, entre la prévision de l'année témoin et l'historique sur les 4 ans se situe à 8,30 %.

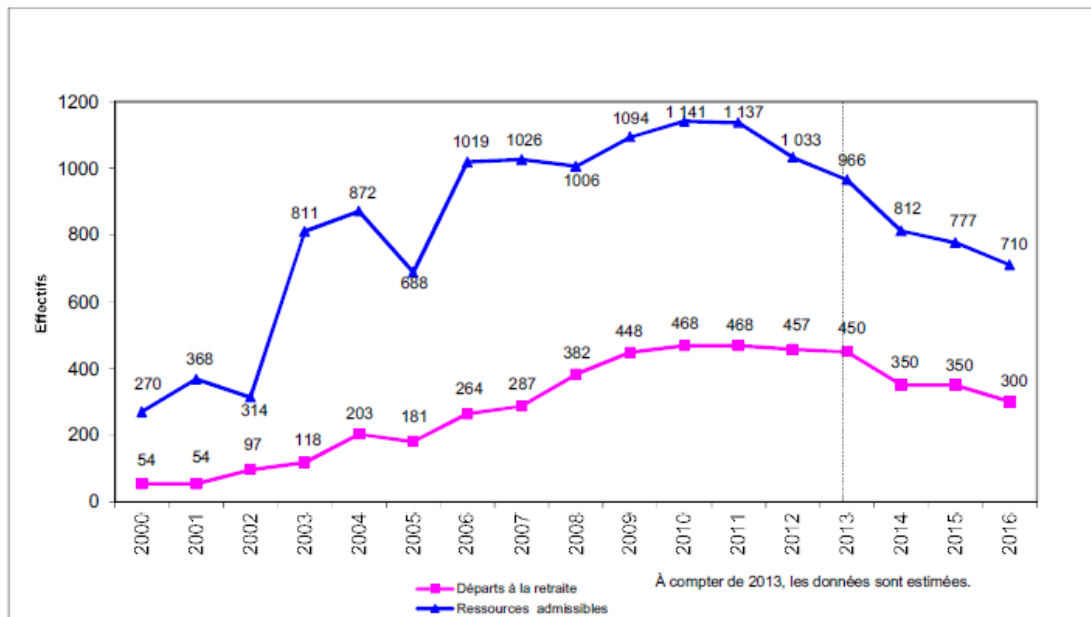
La surestimation observée par la FCEI pourrait s'expliquer par le fait que le Distributeur établit ses prévisions sans considérer un taux de postes vacants, donc en supposant qu'aucun mouvement de personnel entraînant des délais de comblement ne se produira. Elle peut également s'expliquer par le mode de gestion conservateur du Distributeur qui vise à contenir les charges d'exploitation à l'intérieur de l'enveloppe globale approuvée.

Le lien entre la surestimation des salaires et les départs à la retraite

La FCEI a voulu analyser la possibilité qu'il y ait un lien entre les départs à la retraite et la surestimation de la somme des salaires de base et du temps supplémentaire observée plus haut. Le Distributeur fournit le graphique suivant⁸⁷ :

⁸⁷ B-0024, HQT-7, document 2, page 9, figure 1.

FIGURE 1
ÉVOLUTION DES RESSOURCES ADMISSIBLES ET DES DÉPARTS À LA RETRAITE (2000 – 2016)



La FCEI constate, à l'aide de la figure 1 et du tableau 5 que les années de 2009 à 2012 on eu à la fois plusieurs départs à la retraite et des surestimations importantes de la somme du salaire de base et du temps supplémentaires. Puisque le nombre de départs à la retraite prévus pour 2014 est encore assez élevé et que le Distributeur n'a pas modifié son approche de prévision en n'incluant pas, par exemple, de provision pour un taux de postes devenant vacants, la FCEI peut supposer que la tendance à la surestimation se poursuivra en 2014.

Ainsi, la FCEI propose d'utiliser les moyennes observées dans le tableau 5 pour projeter les surestimations à prévoir pour 2014. Pour 2014, le coût prévu pour l'année témoin est de 466,2 M\$. Sur la base du taux de 8,30 %, la surestimation serait donc de 38,7 M\$. Par contre, le Distributeur prévoit déjà une réduction de 13,6 M\$ sur le temps supplémentaire en 2014 par rapport à 2013 (tableau 5).

La FCEI recommande à la Régie de réduire de 25 M\$ la valeur demandée par le Distributeur pour les salaires de base pour l'année 2014.

8. Autres charges directes

Inspection des poteaux

Le budget de services professionnels et autres pour l'inspection des poteaux passe de 10,9 M\$ en 2012 à 14,4 M\$ en 2014.⁸⁸ Cette hausse est due d'une part à une augmentation du nombre de poteaux inspectés (de 162 340 en 2012 à 180 000 en 2014) et du coût moyen par poteaux qui passe de 67\$ en 2012 à 80\$ en 2014.

Parallèlement, le coût réel de 67\$ en 2012 a été obtenu alors que le Distributeur prévoyait pour 2012 un coût moyen de 100\$ sur la base des contrats en vigueur au moment du dossier tarifaire 2012, soit 23\$ de moins que prévu. Le tableau 9, présente le coût par poteau prévu et réel en service professionnel et autres pour les années 2012 à 2014.

En 2012, le Distributeur a renégocié ses contrats d'inspection. Il écrivait à ce propos :

« Le Distributeur tient à préciser que l'augmentation du nombre de poteaux à inspecter annuellement ne se traduira pas par une augmentation des coûts du programme. En effet, la période de rodage du programme étant terminée et les processus stabilisés, le Distributeur a pu négocier des contrats pour trois ans, dont le coût unitaire de 82 \$ est inférieur au coût en vigueur au début du programme. »⁸⁹

⁸⁸ HQD-15, document 6, page 12.

⁸⁹ R-3814-2012, B-0024, HQD-7, document 1, page 34.

Le Distributeur indique également:

«Le coût moyen de 82 \$ négocié en 2012 auprès des firmes externes a cependant, été le résultat d'une évaluation du coût pour chacune des activités et de l'estimation du nombre d'activités requises lors de l'inspection, variant également en fonction du volume, du type et de l'état des poteaux traités. »⁹⁰

Le coût unitaire moyen précédemment négocié était de 89\$ et incluait les mêmes activités.⁹¹

Tableau 9
Évolution du coût d'inspection des poteaux en services professionnels et autres

| | 2012 | 2013 | 2014 |
|-----------------------------------------|---------|---------|---------|
| Nombre de poteaux | | | |
| Année témoin | 150 000 | 180 000 | 180 000 |
| Année de base | 150 000 | 180 000 | |
| Réal | 162 340 | | |
| Services professionnels et autres (M\$) | | | |
| Année témoin | 15,0 | 11,5 | 14,4 |
| Année de base | 15,0 | 14,4 | |
| Réal | 10,9 | | |
| Services professionnels moyen (\$) | | | |
| Année témoin | 100 | 64 | 80 |
| Année de base | 100 | 80 | |
| Réal | 67 | | |

La FCEI comprend des extraits précédents que les conditions renégociées en 2012 étaient plus avantageuses que les conditions antérieures. Cela semble d'ailleurs se refléter dans le coût moyen de l'année témoin 2013 de 64\$ qui était

⁹⁰ HQD-15, document 6, p. 13.

⁹¹ R-3814-2012, B-0082, HQD-13, document 1, page 79.

largement inférieur au coût moyen de l'année de base 2012 (100\$) et légèrement inférieur à celui de l'année réelle 2012 (67\$).

De fait, rien dans la preuve du Distributeur ne permet de justifier un coût moyen supérieur en 2014 à ce qu'il a été en 2012. La renégociation de 2012 suggère au contraire qu'il devrait être inférieur à ce niveau.

Pour ces raisons, la FCEI recommande à la Régie de retenir un coût moyen en services professionnels et autres de 64\$ par poteau pour un total de 11,5 M\$, soit une réduction de 2,9 M\$ du budget demandé pour cet élément spécifique.

9. Charges de services partagés

Le tableau 10 présente l'évolution des charges pour les domaines *Services de transport, Centres d'appels, consoles téléphoniques et autres, Innovation et Service de développement* des services partagés après redressement pour les éléments spécifiques, activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Les charges présentées permettent donc de comparer les budgets de ces domaines pour les activités de base. Deux éléments n'ont toutefois pas pu être pris en compte faute d'une ventilation adéquate des coûts. Il s'agit des réclamations aux tiers pour les missions d'assistance (impact global de 4,6 M\$ des charges de services partagés en 2012) et des ajustements organisationnels de 2014. Par ailleurs, ces domaines ne sont pas affectés par les gains d'efficacité liés au projet LAD et vraisemblablement pas non plus par les ajustements organisationnels 2013.

Dans le cas des missions d'assistance, il paraît peu probable que celles-ci aient affecté les charges de 2012 liées aux domaines mentionnés ci-haut, sauf peut-être pour les services de transport. Si tel est le cas, l'implication est que le niveau des dépenses redressées pour les activités de base 2012 en services de

transport est surévalué et donc que la réduction de coût demandée devrait être plus importante. Par ailleurs, il est possible que des hausses de charges atypiques pour les activités de base dans d'autres domaines n'aient pu être détectées dû à l'absence de ventilation des coûts des missions d'assistance en 2012.

Tableau 10
Évolution des budgets des activités de base de 2012 à 2014 (M\$)

| | Charges totales | | Éléments spécifiques | | Activités de base | | Écart (M\$) | Écart (%) |
|---------------------------|-----------------|------|----------------------|------|-------------------|------|-------------|-----------|
| | 2012 | 2014 | 2012 | 2014 | 2012 | 2014 | | |
| Services de transport | 43,5 | 49,1 | | | 43,5 | 49,1 | 5,6 | 13% |
| Centres d'appel et autres | 14,7 | 21,7 | 5,4 | 9,1 | 9,3 | 12,6 | 3,3 | 35% |
| Innovation | 21,0 | 24,6 | 8,1 | 8,6 | 12,9 | 16,0 | 3,1 | 24% |
| Services de développement | 28,7 | 27,9 | 9,9 | 0,5 | 18,8 | 27,4 | 8,6 | 46% |

Sources : HQD-4, doc 1 et HQD-15, document 6, tableaux R-3.5-A (p.9) et R-3.5-D (p.10)

Pour ce qui est des ajustements organisationnels de 2014, elles ont un effet à la hausse de 3 M\$ sur les charges 2014 du Centre de services partagés et de 3,6 M\$ sur celles des Unités corporatives. Elles ont également un effet à la baisse de 2,3 M\$ sur les charges 2014 du Groupe technologie. Nous ne sommes pas en mesure de dire si les charges redressées de l'année 2012 pour les quatre domaines considérés auraient été affectés. Tout comme pour les missions d'assistance, il est possible que des hausses de charges atypiques pour les activités de base dans d'autres domaines n'aient pu être détectées dû à l'absence de ventilation des coûts des missions d'assistance en 2012. Pour les fins de notre analyse, nous faisons l'hypothèse que les charges relatives aux quatre domaines étudiés ne sont pas affectées par ces ajustements.

Services de transport

Les activités de base en service de transport sont en hausse de 5,6 M\$ ou 13% entre l'année historique 2012 et l'année témoin 2014. En réponse à une question de la FCEI, le Distributeur ventile la facturation du domaine Services de transport par produit.⁹² Pour la catégorie *Autres produits*, le coût passe de 2,3 M\$ en 2012 à 5,3 M\$ en 2013 et 2014, soit une hausse de plus de 100%. Les informations fournies ne permettent pas de juger de la nécessité de cette hausse. La FCEI estime qu'il incombe au Distributeur de justifier davantage le budget demandé. Ainsi, à moins que des justifications additionnelles satisfaisantes ne soient fournies lors de l'audience, la FCEI recommande que le coût des *Autres produits* soit limité à 2,3 M\$ pour l'année 2014, soit une réduction de 3 M\$ relativement au budget demandé.

Centres d'appels, consoles téléphoniques et autres

Le budget du domaine centres d'appels, consoles téléphoniques et autres augmente de 7 M\$ entre l'année historique 2012 et l'année témoin 2014. De cette hausse, 3,7 M\$ s'explique par des variations de besoin au niveau des éléments spécifiques et activités de base avec facteur d'indexation particulier.⁹³ La hausse résiduelle de 3,3 M\$ pour les activités de base représente une hausse de 35% par rapport au coût de l'année historique pour les activités de base (9,3 M\$). Aucune information n'est disponible qui justifierait une telle hausse. En supposant que les salaires représentent 50% du budget de ce domaine, la FCEI a sommairement estimé que la croissance du coût de retraite et l'inflation justifiaient une hausse d'environ 10%⁹⁴ entre le coût réel 2012 et le budget 2014,

⁹² HQD-15, document 6, p. 20.

⁹³ HQD-15, document 6, tableaux R-5.1-A et R-5.1-D.

⁹⁴ Le coût de retraite du Distributeur augmente de 150% entre l'année historique et l'année témoin. Il représente de plus environ 8% de la somme de la masse salariale et du coût de retraite

soit 1,5 M\$. Par conséquent, à moins que des justifications additionnelles satisfaisantes ne soient fournies lors de l'audience, la FCEI recommande une baisse de 1,8 M\$ demandé pour ce domaine, soit 3,3 M\$ moins 1,5 M\$.

en 2012. En supposant que 50% est composé de masse salariale la croissance du coût de retraite implique une hausse de 6% du budget total ($150\% * 8\% * 50\%$). De plus, une inflation de 2% pendant deux ans implique 4% d'inflation additionnelle pour un total de 10%.

Innovation

Le budget du domaine innovation passe de 21,0M\$ en 2012 à 24,6 M\$ en 2014, soit une hausse de 3,6 M\$. De cette hausse, 0,5 M\$ s'explique par des variations de besoin au niveau des éléments spécifiques et activités de base avec facteur d'indexation particulier. La hausse résiduelle de 3,1 M\$ représente une hausse de 24% par rapport au coût de l'année historique pour les activités de base (12,9 M\$). Aucune information n'est disponible qui justifierait une telle hausse. En supposant que les salaires représentent 50% du budget de ce domaine, la FCEI a sommairement estimé que la croissance du coût de retraite et l'inflation justifiaient une hausse d'environ 10% entre le coût réel 2012 et le budget 2014, soit 2,1 M\$. Par conséquent, à moins que des justifications additionnelles satisfaisantes ne soient fournies lors de l'audience, la FCEI recommande une baisse de 1,0 M\$ du budget demandé pour ce domaine, soit 3,1 M\$ moins 2,1 M\$.

Services de développement

Le budget en service de développement passe de 28,7M\$ en 2012 à 27,9 M\$ en 2014, soit une baisse de 0,8 M\$. Toutefois, le budget associé aux éléments spécifiques est en baisse de 9,4 M\$. Ainsi, l'enveloppe pour les activités de base est en hausse de 8,6M\$, soit une hausse de 46% par rapport au coût de l'année historique pour les activités de base (18,8 M\$). Pour toute justification, le Distributeur indique que ses besoins de développement ont augmenté. Il va de soi que cela ne saurait constituer une justification suffisante. En supposant que les salaires représentent 50% du budget de ce domaine, la FCEI a sommairement estimé que la croissance du coût de retraite et l'inflation justifiaient une hausse d'environ 10% entre le coût réel 2012 et le budget 2014, soit 1,9 M\$. Par conséquent, à moins que des justifications additionnelles satisfaisantes ne soient fournies lors de l'audience, la FCEI recommande une

baisse de 6,7 M\$ du budget demandé pour ce domaine, soit 8,6 M\$ moins 1,9M\$.

Au total, la FCEI recommande une réduction de 12,5 M\$ des charges de services partagés liées aux activités de base.

10. Dégressivité du tarif M et rééquilibrage des tarifs généraux

Le Distributeur formule une proposition tarifaire à deux volets pour le tarif M. D'abord, il propose de mettre un frein à l'application de la réforme des tarifs généraux qui consiste à éliminer la dégressivité du tarif. Ensuite, il propose un rééquilibrage des tarifs G, M et LG qui consiste à restreindre la hausse tarifaire au tarif M et en faire supporter le coût aux tarifs G et LG.

La dégressivité au tarif M

En 2009, le Distributeur proposait une réforme des tarifs généraux, laquelle visait à améliorer et simplifier le signal de prix et éliminant la dégressivité des tarifs G et M. La Régie a approuvé cette réforme qui sert de guide à l'établissement des tarifs depuis.

À cette époque, la FCEI avait émis des réserves face à cette réforme craignant notamment qu'elle n'entraîne des discontinuités tarifaires importantes entre les tarifs.⁹⁵

Aujourd'hui, le Distributeur propose de mettre un frein à l'élimination de la dégressivité au tarif M. Il soutient que l'élimination de la dégressivité au tarif M a l'effet contraire à celui recherché puisqu'il entraîne un déplacement vers le bas du seuil de passage au tarif L ce qui a pour effet de réduire l'incitatif à la gestion

95

de la puissance et à réduire le signal de prix sur l'énergie consommée à la marge.

Le rééquilibrage des tarifs G, M et LG

Parallèlement au maintien de la dégressivité du tarif M, le Distributeur propose un rééquilibrage des tarifs généraux. Concrètement, il propose de limiter la hausse au tarif M et de faire supporter l'impact de cette modification par les clients des tarifs G et LG.

Le Distributeur fonde sa proposition sur le principe que la stratégie tarifaire devrait contribuer au soutien de l'économie québécoise. Il constate par ailleurs que le secteur manufacturier québécois fait face à certains défis et a décliné depuis l'élaboration de la réforme de tarifs généraux. Il fait finalement un amalgame entre le secteur manufacturier et le tarif M.

Si la FCEI accueille favorablement l'effet de la proposition du Distributeur sur le tarif M qui est de tous les tarifs généraux celui qui interfinance le plus le tarif D, elle ne peut adhérer aux justifications mises de l'avant par le Distributeur pour justifier le rééquilibrage proposé et au fait de faire supporter le coût de ce rééquilibrage par les seuls clients des tarifs G et LG.

Le rôle de la stratégie tarifaire

Selon le Distributeur, la stratégie tarifaire devrait contribuer au soutien de l'économie. Il évoque la compétitivité internationale du secteur manufacturier et la compétitivité face au gaz naturel pour justifier de soutenir ce secteur qu'il associe au tarif M.

Il affirme par ailleurs que le tarif G s'applique davantage à des petits commerces qui desservent une clientèle locale et ne font généralement pas l'objet de concurrence venant d'autres juridictions pour justifier le fait que les clients de ce tarif ne devraient pas faire l'objet de la même préoccupation.

Nous reproduisons ici les questions et réponses 15.7 et 15.8 à la demande de renseignement de la FCEI.

« 15.7 Veuillez expliquer pourquoi, dans l'exercice de fixation des tarifs, il est pertinent de prendre en compte l'avantage concurrentiel relativement aux autres juridictions.

Réponse :

De la même façon que le Distributeur suit la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie au Québec, il effectue périodiquement une enquête portant sur la compétitivité de ses tarifs par rapport à ceux d'autres distributeurs en Amérique du Nord (Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines). Ces différents suivis font partie des informations utilisées lors de l'élaboration de la stratégie tarifaire du Distributeur.

Le Distributeur souligne que la Loi sur la Régie de l'énergie stipule aux articles 49 et 52.1 que la Régie doit, lorsqu'elle modifie un tarif applicable par un distributeur d'électricité, tenir compte des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs.

En exemptant les grands clients industriels de l'indexation du tarif patrimonial, le gouvernement a démontré sa préoccupation envers le maintien de l'avantage concurrentiel du secteur industriel québécois par rapport aux autres juridictions.

Le Distributeur constate que les clients industriels au tarif M se retrouvent dans une situation similaire à celle des clients industriels au tarif L, c'est-à-dire qu'ils sont généralement sujets à une concurrence venant de l'extérieur ou que leurs exportations sont liées à leur coût de production. Or, la moitié des grands clients au tarif M (1 MW et plus) font partie du secteur industriel et présentent, dans le contexte actuel, un risque commercial par rapport à la concurrence extérieure. C'est dans ce contexte que l'avantage

concurrentiel de cette clientèle relativement aux autres juridictions doit être considéré afin de contribuer au maintien et à la croissance des ventes dans ce secteur, et ce, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

15.8 Veuillez indiquer si ces justifications s'appliquent également au tarif G et expliquer pourquoi.

Réponse :

Le tarif G s'applique davantage à de petits commerces qui desservent une clientèle locale. De ce fait, ces derniers ne font généralement pas l'objet d'une concurrence venant d'autres juridictions.»

La FCEI est préoccupée par la réponse du Distributeur à la question 15.8, laquelle suggère qu'il serait justifié de défavoriser les certains clients dans l'établissement des tarifs sous prétexte qu'ils sont captifs des services d'Hydro-Québec. Si l'on accepte ce principe, il deviendrait donc théoriquement acceptable de transférer des hausses tarifaires vers les tarifs G et D sans égard aux coûts liés à leur desserte. La FCEI est opposée à ce principe qui, selon elle, ne constitue pas une base saine pour l'établissement de tarifs. Elle estime que les tarifs devraient être conçus d'abord et avant tout pour refléter adéquatement la structure des coûts.

Le transfert des coûts aux seuls clients du tarif G et LG

Le Distributeur propose de faire supporter le coût du rééquilibrage aux seuls clients des tarifs G et LG. Il soutient que le gouvernement a démontré une préoccupation envers le maintien de l'avantage concurrentiel du secteur industriel québécois par rapport aux autres juridictions en soustrayant ces

derniers à l'indexation du tarif patrimonial. Cela semble justifier pour le Distributeur de ne pas transférer de coûts vers ce tarif. Il indique également vouloir poursuivre la stratégie tarifaire au tarif domestique et par conséquent ne requiert pas de cette clientèle qu'elle supporte une part des coûts.

Concernant le tarif L, le gouvernement n'a, à notre connaissance, pas émis de décret signifiant à la Régie sa préoccupation envers la croissance du tarif L. L'interprétation du Distributeur à cet égard est donc spéculative.

Pour ce qui est du tarif D, l'argument du Distributeur, soit la poursuite de la stratégie tarifaire des années passées, n'en est pas un et pourrait s'appliquer tout aussi bien au tarif G ou à n'importe lequel des tarifs.

Bref, la FCEI estime que rien ne justifie de faire supporter le fardeau du rééquilibrage aux seuls clients des tarifs G et L et que l'ensemble des clients soient mis à contribution.

En plus d'être plus équitable, une telle façon de procéder permettrait de répartir le coût sur une base de revenus environ cinq fois plus importante et donc de réduire dans la même proportion l'effet sur les tarifs.

Par conséquent, la FCEI demande que, si la Régie approuve le rééquilibrage des tarifs découlant de la stratégie proposée pour le tarif M, le fardeau de ce rééquilibrage soit supporté par l'ensemble de la clientèle et non pas seulement par les clientèles des tarifs G et LG.

11. Coût de retraite

Il est généralement reconnu que la réglementation vise à reproduire les résultats qui seraient observés dans un marché compétitif. La FCEI est d'avis que cela s'applique à l'ensemble des coûts y compris les salaires et avantages sociaux.

De façon générale, les conditions de retraites dans le secteur public sont significativement plus généreuses que dans le secteur privé. Or, les conditions du régime de retraite d'Hydro-Québec sont généralement considérées comme très avantageuses (prestations déterminées, le taux d'accumulation des prestations de 2,25% par année de service, rentes de raccordements) même lorsque comparées à celle du secteur public. Selon toute vraisemblance, les régimes de retraite d'Hydro-Québec seraient passablement moins généreux si la société d'État faisait face à la compétition. Pour faire face à la concurrence, il lui serait nécessaire d'optimiser ses coûts dont en particulier le coût des régimes de retraite.

À cet égard, la FCEI constate que la majorité des employeurs privés n'ont pas de régimes à prestations déterminées. La très grande majorité des travailleurs bénéficiant de régimes à prestations déterminées se retrouve donc maintenant dans le secteur public. Hydro-Québec, en tant que société d'État, ne fait pas exception à la règle, ce qui l'éloigne de la réalité de ses comparables du secteur privé nord-américain.

Le coût de retraite du Distributeur représente un fardeau considérable qui est supporté par les payeurs de tarifs. De plus, celui-ci a augmenté rapidement au cours des dernières années. Cette hausse est notamment due au fait que le Distributeur offre à ses employés un régime à prestations déterminées de sorte que le risque lié au marché repose exclusivement sur les épaules des clients.

Lorsque questionné à propos des mesures qu'il met en place pour contenir les coûts de ses régimes de retraite, le Distributeur a souligné la bonne performance du fonds de retraite. Toutefois, en ce qui concerne les obligations du régime, il s'est limité à indiquer être en négociations avec ses employés.⁹⁶

⁹⁶ HQD-15, document 6, page 43, réponse à la question 16.1

Les conventions collectives d'Hydro-Québec viennent à échéance au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2014 et devront être renouvelées.⁹⁷ Les échos de ces négociations indiquent qu'il serait question d'intégrer les primes dans le salaire de base des employés ce qui aurait pour effet de faire augmenter les obligations du régime de retraite.

La FCEI milite depuis de nombreuses années pour qu'il y ait plus d'équité entre les régimes de retraite des secteurs public et privé. Le déséquilibre actuel entraîne des effets négatifs à plusieurs niveaux et est très préoccupant à court et long terme. En particulier, il nuit à la compétitivité des entreprises du secteur privé en leur imposant un fardeau financier additionnel et en créant une compétition inéquitable pour la main d'œuvre ce qui amène une allocation sous-optimale des ressources.

Dans cette optique et bien que ces négociations n'affectent pas le revenu requis au présent dossier, la FCEI désire faire part à la Régie de ses préoccupations et soulever dès maintenant certains enjeux considérant les impacts que le résultat de ces négociations pourrait avoir dans les années à venir.

La FCEI estime que si l'actionnaire d'Hydro-Québec décide d'octroyer des conditions salariales, régimes de retraite et autres avantages sociaux plus avantageux que ce qui prévaudrait dans un marché concurrentiel, c'est ce même actionnaire qui devrait en assumer les coûts.

La FCEI estime qu'il serait utile et opportun pour la Régie de signifier à Hydro-Québec dès aujourd'hui qu'elle se doit de négocier des conditions qui soient cohérentes avec les pratiques les plus actuelles du secteur privé. En particulier, si Hydro-Québec décide de maintenir des régimes à prestations déterminées, l'actionnaire devrait dorénavant en supporter le risque. Aussi, si elle décide de continuer à offrir des incitatifs favorisant la retraite anticipée (p.ex. prestations de raccordement) ou de convertir les primes salariales en salaire de base, l'impact

⁹⁷ B-0024, HQD-7, document 2, page 11.

de ce changement sur le coût de retraite devrait être absorbé par le seul actionnaire.

12. Conclusion

La FCEI demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment :

1. La FCEI recommande la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats;
2. La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de changer le signal de prix des coûts évités en énergie à compter de 2026 pour un signal de prix de 9,5 ¢/kWh (2014 \$) indexé à l'indice des prix à la consommation.
3. La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le coût évité en puissance pour le réseau intégré comme suit :
 - Pour les hivers 2013-2014 à 2015-2016 : prix de 5 \$/kW-hiver (2013 \$, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur ;
 - Hivers 2016-2017 à 2018-2019 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (2013 \$, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes.(Les changements recommandés sont soulignés)
4. La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de réduire de 0,7 TWh la quantité des approvisionnements éoliens de long terme prévus pour 2014 et de revoir conséquemment la stratégie et les coûts d'approvisionnements prévus, y compris l'énergie patrimoniale inutilisée et les rappels d'énergie.
5. La FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur, pour la prochaine cause tarifaire, d'établir sa prévision annuelle de production éolienne en adoptant la méthode recommandée par l'expert retenu par

la FCEI dans le dossier R-3848-2013⁹⁸, soit l'utilisation de la production éolienne réelle pour les parcs de plus d'un an de service et de la production attendue théorique pour les autres.

6. La FCEI recommande que la Régie ne reconnaisse pas la portion de 31,6 M\$ des coûts d'intégration éolienne de 42,2 M\$ pour 2014.
7. La FCEI recommande que la Régie, dans l'intérêt public et afin de réduire certains coûts non souhaitables de l'EIÉ, demande au Distributeur de négocier avec le Producteur des modifications à l'EIÉ à compter du 1^{er} janvier 2014 comme suit :
 - Changer la *quantité contributive estimée* de 15 à 30 % à l'article 5.2.1 b)
 - Changer le prix payable pour la quantité de *puissance complémentaire* de l'article 6.2 pour le ramener à un prix comparable au marché actuel
 - Changer le prix payable pour la quantité d'énergie de l'article 6.3 pour le ramener à un prix équivalant au coût de remplacement par le Distributeur.
8. Après des demandes répétées de la Régie depuis 2011, la FCEI trouve pour le moins inacceptable que le Distributeur n'ait pas donné suite à ces demandes en fournissant, à la demande de la Régie et des intervenants, des justifications économiques et/ou des cadres de gestion de l'énergie en considérant :
 - Une perspective où tous les horizons sont indissociables; le court, moyen et long terme jusqu'en 2027
 - L'incertitude sur les principaux paramètres (demande, offre, prix, etc.)

⁹⁸ R-3848-2013, C-FCEI-0011, page 42, recommandation 3.

- Tous les moyens disponibles sans exception (dont notamment les transactions financières et toute la flexibilité offerte par les Conventions et les autres moyens, s'il y a lieu)
 - L'objectif d'optimisation de l'ensemble des approvisionnements et sa démonstration.
9. La FCEI est d'avis que, pour une année donnée, le Distributeur sous-estime l'utilisation des moyens de pointe comme les achats d'énergie court terme et les rappels d'énergie des conventions d'énergie différée. Par conséquent, la FCEI recommande l'utilisation de modèles de simulation stochastiques pour mieux prévoir les achats d'énergie court terme et les rappels d'énergie et éliminer le biais systématique qui affecte présentement cette prévision.
10. Étant donné les observations de la FCEI soient :
- L'absence de justifications économiques par le Distributeur malgré les demandes de la Régie en ce sens
 - La sous-estimation des capacités de rappels d'énergie
 - La possibilité de différer de l'énergie en 2013,
- la FCEI recommande à la Régie de ne pas reconnaître le montant de 30 M\$ pour 2013 en conformité avec la décision D-2013-021.
11. La FCEI recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 28,2 M\$ pour les achats d'électricité pour 2014 correspondant à l'effet net de différer 1 TWh d'énergie.
12. La FCEI est préoccupée par le fait que l'objectif corporatif Indice d'engagement du personnel, non atteint en 2012, n'ait pas été reconduit par le Distributeur en 2013.
13. L'objectif Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale a été meilleur que l'idéal en 2012. Malgré cette bonne performance, l'objectif devient moins ambitieux en 2013, ce qui préoccupe la FCEI.

14. La FCEI recommande à la Régie de réduire de 25 M\$ la valeur demandée par le Distributeur pour les salaires de base pour l'année 2014.
15. La FCEI recommande à la Régie de réduire de 2,9 M\$ le budget spécifique pour l'inspection des poteaux.
16. La FCEI recommande à la Régie de réduire de 12,5 M\$ le budget des charges partagées associées aux activités de base.
17. La FCEI recommande à la Régie, si elle autorise le rééquilibrage du tarif M, d'en reporter le coût sur l'ensemble des tarifs et non pas seulement sur les tarifs G et LG.
18. La FCEI recommande à la Régie de signifier à Hydro-Québec qu'elle se doit de négocier des conditions qui soient cohérentes avec les pratiques les plus actuelles du secteur privé.