

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
N° : R-3748-2010**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**HYDRO-QUÉBEC
DISTRIBUTION**

Demanderesse

ET

**FÉDÉRATION CANADIENNE
DE L'ENTREPRISE
INDÉPENDANTE (section
Québec)**

(ci-après « FCEI »)

Intervenante

**Argumentation de la FCEI portant sur la Demande
d'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020
du Distributeur**

Le 28 juin 2011

I REMARQUES PRÉLIMINAIRES

1. Ce document constitue l'argumentation de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) dans le cadre de la demande relative à l'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.
2. La FCEI est composée de petites et moyennes entreprises (PME) assujetties aux tarifs du Distributeur.
3. La FCEI est l'association patronale qui défend les petites et moyennes entreprises d'ici et qui, par ses représentations auprès des pouvoirs et organismes publics, leur permet de prospérer économiquement au bénéfice de l'ensemble des citoyens et citoyennes du Québec. La FCEI regroupe plus de 24 000 PME québécoises œuvrant dans tous les secteurs d'activités économiques et dans toutes les régions du Québec.
4. La FCEI possède un intérêt né et actuel à ce que les coûts d'approvisionnement en électricité soient les plus bas et à ce que la gestion des approvisionnements d'HQD place l'intérêt des consommateurs d'électricité au premier rang de ses priorités.

II PRÉVISION DE LA DEMANDE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

5. La prévision de la demande constitue l'assise fondamentale du plan d'approvisionnement. En prenant en compte les développements survenus depuis l'adoption du dernier plan, la FCEI a analysé la prévision des ventes d'HQD et les réponses données aux questions de la Régie et de la FCEI.
6. La FCEI, après analyse de la preuve écrite, de la présentation et des réponses données par les témoins d'HQD en audience, n'a pas de commentaire particulier à formuler à l'égard de cet aspect de la preuve d'HQD.
7. Quant à l'efficacité énergétique, la FCEI note les efforts d'HQD et son impact sur les besoins d'HQD.

III APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS, EN COURS D'ACQUISITION ET ADDITIONNELS (RÉSEAU INTÉGRÉ)

8. Quant à l'analyse des approvisionnements existants ou en cours d'acquisition, la FCEI a questionné les caractéristiques des approvisionnements existants afin de voir si ceux-ci représentent la meilleure optimisation des ressources.

9. HQD a rappelé durant l'audience qu'elle n'est propriétaire d'aucune centrale et n'en opère pas non plus. De même, HQD ne contrôle pas et ne loue pas les centrales sources de son approvisionnement post patrimonial, tel Bécancour propriété de TCE et LG1 et Robert Bourassa propriété de HQ.
10. La preuve démontre, de l'aveu même d'HQD, que le distributeur ne fait que « gérer des contrats » (N.S. vol. 3 p. 16) et n'a aucun droit sur les centrales sources de ses achats d'énergie de puissance (capacité) et de services connexes (auxiliaires).
11. La gestion des contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux d'HQD est faite en conjonction avec quatre ententes, dites de « flexibilité » permettant à HQD de gérer ses approvisionnements en raffermissant l'éolien, de suspendre TCE et différer certaines livraisons et de permettre une entente cadre pour l'achat auprès de HQ de l'énergie et puissance (capacité) en dépassement de l'électricité patrimoniale. (N.S. vol. 3 pp. 14-15)
12. Les approvisionnements d'HQD reposent donc entièrement, au-delà du contrat patrimonial, sur les contrats postpatrimoniaux et les contrats que l'ont peut appeler de flexibilité.
13. Fort de cette réalité contractuelle et du fait que le plan d'approvisionnement ne peut être isolé des autres composantes permettant l'accès à l'approvisionnement, notamment, le service de transport, les recommandations de la FCEI découlent de l'obligation, au sens juridique, qui revient à HQD de sécuriser ses approvisionnements ainsi que de respecter la règle de droit, notamment celle encadrant le service de transport qui lui revient exclusivement (Partie IV OATT) et les obligations découlant de la séparation fonctionnelle.

Bilan de puissance et sécurité d'approvisionnement :

14. La sécurité de l'approvisionnement découle en partie des obligations contractuelles inscrites dans les contrats post patrimoniaux incluant les garanties financières. Pour le contrat patrimonial on nous dit que l'équivalent des dommages liquidés se retrouve dans l'obligation qu'a HQ de fournir une réserve de 3,100MW.
15. L'autre protection donnée à la charge locale (donc les consommateurs d'électricité du Québec) découle du texte de l'OATT, section 38.5, en vertu duquel HQD doit s'approvisionner à partir de ses ressources désignées de manière à ce que la production de ses installations sous contrats ne dépasse pas sa charge désignée (incluant les pertes). Tout dépassement de production devant faire l'objet d'une convention de service point à point (OATT Partie II et non partie IV). Dans la même foulée on notera que toute vente à un tiers (qui n'est pas un

client du Distributeur) doit être réalisé avec du transport point à point (et non partie IV).

16. Donc du côté production, HQ et les fournisseurs post patrimoniaux garantissent la fourniture à HQD et du côté consommation, le Distributeur limite sa consommation à sa charge sinon il devra payer pour du transport supplémentaire.

a) Bilan en puissance

17. Le contre-interrogatoire des témoins d'HQD laisse craindre un double comptage des 600 MW provenant d'HQP à partir de la Centrale LG-1. Lorsque l'on compare le bilan de puissance d'HQD et le plan des charges fourni par HQD à HQT chaque année, les chiffres ne coïncident pas.
18. R-3748-2010 - PANEL 2 – HQD, 3 juin 2011, pages 147 à 155. Contre-interrogatoire de Me André Turmel.

« Q. [234] Voilà. Parfait. Et est-ce que j'ai raison de, je m'interroge moi sur LG-1. LG-1 fait partie, quand je consulte, vous connaissez le plan des charges du Distributeur?

R. Oui.

Q. [235] Quand je consulte le dernier plan des charges du Distributeur, je vois dans ce plan des charges que LG-1 il y est mentionné mille trois cent et quelque mégawatts (1300 MW), ce qui inclut l'ensemble des douze ou treize groupes et je vois à la fois que vous mettez dans le tableau 4.2.2 on parle du six cents mégawatts (600 MW) qui vient de cyclable et...

R. Base.

Q. [236] Pardon?

R. Cyclable et base.

Q. [237] Et base, c'est ça. Et j'essaie de voir s'il n'y a pas un double, on semble compter deux fois le même six cents mégawatts (600 MW), est-ce que je me trompe?

R. Oui, un petit peu vous vous trompez.

Q. [238] O.K.

R. En fait la désignation, vous avez parlé du plan des charges et ressource, donc effectivement à chaque Contre-interrogatoire année le Producteur désigne ses ressources aux fins de l'alimentation de la charge locale. Donc évidemment il ne désigne pas, on l'a mentionné hier, il ne désigne pas uniquement les

sources, ses sources associées au patrimonial, il désigne l'ensemble de ses équipements. O.K. Donc toutes ses centrales sont là. Bon maintenant ici cet exercice là c'est qu'on regarde strictement l'électricité patrimoniale. On en a parlé hier. Quelles que soient les ressources associées il y en a, on a des ressources qui nous procureront trente-sept mille quatre cent quarante-deux mégawatts (37 442 MW) à la pointe. Il n'y a pas de, donc au-delà de ça eux ils se sont engagés à nous fournir au-delà de ça un six cents mégawatts (600 MW) de plus qui émanent des appels d'offres 2002-01 le contrat de base de cyclable qu'on mentionnait.

Q. [239] Mais là entendons-nous bien, je ne parle pas de la désignation, on a mis de côté cette question ici dans le débat, je veux simplement dans le bilan en puissance j'essaie de comprendre parce que quand je regarde le plan des charges quand même, la liste des centrales y apparaît, o.k., et donc, attendez un instant je vais vous le dire puisque c'est un document que vous connaissez là quand même. Pour La Grande, o.k., pour LG-1 la contribution dans le plan des charges c'est mille trois cent trente et un mégawatts (1331 MW) et ce mille trois cent trente et un mégawatts (1331 MW) me semble-t-il est inclus à la somme de ce que vous dites être le patrimonial. Et là ce mille trois cent trente et un (1331) là inclut l'ensemble des groupes de LG-1, dont les six cents mégawatts (600 MW) que vous mettez de patrimonial. Je vous demande juste si vous pouvez maintenant peut-être le prendre par engagement me démêler du plan des charges versus ce que vous mettez dans le tableau 4.2 parce que ça ne m'apparaît pas clair.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais tenter de le faire tout de suite.

Q. [240] D'accord.

R. Plutôt que de le prendre en engagement.

Q. [241] Oui, o.k.

R. Ce qui est désigné dans le plan des charges et des ressources c'est l'ensemble des moyens de production dont on dispose le Producteur...

Q. [242] Oui.

R. ...qui peut approvisionner la charge québécoise et ce sont l'ensemble de ces ressources-là qui peuvent aussi servir, fournir l'électricité patrimoniale. Donc quand vous regardez la désignation, le plan des charges et des ressources, il y a des centrales pour

beaucoup plus que trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342).

Q. [243] Oui, oui.

R. Il y en a pour quarante-deux mille (42 000), quarante mille quelque mégawatts (40 000 MW). Ce qu'on dit c'est donc le Producteur dispose d'un parc de quarante mille mégawatts (40 000 MW) pour prendre un chiffre rond et ce qu'il a c'est des engagements par la suite envers le Distributeur. Il a essentiellement trois engagements en termes de puissance, en termes de capacité. Il a un premier engagement qui est le plus important qui est l'électricité patrimoniale, qui est constituée de, d'un engagement à la pointe, on va le dire comme ça, de trente-quatre mille trois cent quarante-deux mégawatts (34 343 MW) auxquels on doit additionner la réserve qui est associée à cet engagement-là dans le fond, ce que ça lui prend pour pouvoir assurer la fiabilité de ce trente-quatre mille mégawatts (34 000 MW) qui est de trois mille cent mégawatts (3100 MW). Ça nous amène à trente-sept mille quatre cent quarante-deux mégawatts (37 442 MW). Au-delà de ça il a des engagements vis-à-vis du Distributeur avec ses deux contrats, son contrat de base et son contrat cyclable pour six cents mégawatts (600 MW). Donc on doit additionner ce six cents mégawatts (600 MW) aux trente-sept mille quatre cent quarante-deux (37 442), ce qui devrait nous amener autour de trente-huit mille mégawatts (38 000 MW). On est quand même bien en deçà de la capacité de fournir du Producteur. Maintenant quand on regarde le contrat de base, vous faites référence à spécifiquement à LG-1 13 h 35

M. HANI ZAYAT :

R. C'est un des groupes qui est dédié au contrat de base du Producteur, mais par contre il dispose de l'ensemble de la centrale, tout comme de l'ensemble de ses autres ressources, pour fournir... pour approvisionner le contrat patrimonial. Donc, totalement, l'ensemble des moyens dont il dispose peut servir pour... pour respecter l'ensemble de ses engagements vis-à-vis du Distributeur, aussi bien le patrimonial que ses autres contrats.

Me ANDRÉ TURMEL :

Q. [244] Je comprends bien ce que vous me dites.

M. LUC BERNIER :

R. Petite rectification.

Q. [245] Oui.

R. LG... le groupe de LG-1 dont Hani parlait, c'est le contrat cyclable dont il sert à alimenter.

Q. [246] O.K. Mais, écoutez, dans le dossier qui est pendant, dans le dossier 3669, Phase II, le Transporteur a, dans sa preuve là, a indiqué que... bon, comme vous l'avez dit, comme vous l'avez dit, que l'ensemble de la production au Québec est désignée patrimoniale, je n'ai pas de difficulté avec ça, et postpatrimoniale, l'ensemble du quarante mille (40 000). Et ça, monsieur Richard Carrier se souviendra certainement ou se souvient, c'est un dossier qui est pendant. Et ce n'est pas un débat, ce n'est pas en débat, à partir du plan des charges. Et dans le plan des charges, il est bel et bien indiqué que LG-1 est dans la contribution... LG-1 au complet est dans la contribution du patrimonial. Et ma seule crainte, c'est que vous mettez... vous mettez le montant du patrimonial complet là, l'ensemble des centrales et là vous reprenez du six cents mégawatts (600 MW). Je n'ai pas... ici, je ne parle pas de désignation. Je ne parle pas de... de différence quant à la façon dont on gère ou on ne gère pas là. C'est que... Pourriez-vous m'indiquer ou me... Par exemple, peut-être on pourrait le savoir. Est-ce que l'ensemble des groupes, les groupes de LG-1, sont-ils totalement dédiés au patrimonial ou certains sont dédiés au postpatrimonial

M. HANI ZAYAT :

R. C'est exactement ce que je disais. Il n'y a pas de groupe ni de centrale qui est dédié au patrimonial. L'ensemble des groupes, l'énergie patrimoniale, donc le respect de cet engagement-là du Producteur envers le Distributeur peut être approvisionné à travers l'ensemble du parc du Producteur. Il n'y a aucune centrale qui est spécifiquement dédiée pour l'électricité patrimoniale.

Q. [247] Donc, vous, vous êtes... Pour terminer ce point-là, vous confirmez qu'au tableau 4.2.2, lorsqu'on voit « HQP base cyclable » mille cent cinquante (1 150) dont puissance rappelée garantie, cinq cent cinquante (550), donc je comprends qu'on... dans tous les cas, on parle de six cents mégawatts (600 MW), ce six cents mégawatts-là (600 MW) ne se retrouve pas dans le trente-sept mille quatre cent quarante-deux (37 442) qu'on lit plus haut.

R. Je confirme, le mille cent cinquante (1 150) ici devrait être...

Q. [248] C'est-à-dire le six cents (600) pardon, le six cents (600)...

R. Bien...

Q. [249] Mille cent cinquante (1 150) moins cinq cent cinquante (550). Par exemple, en deux mille dix, deux mille onze (2010-

2011), mille cent cinquante (1 150) moins cinq cent cinquante (550), c'est six cents (600). Partout, sur tout l'ensemble du Plan, on va voir, c'est six cents (600). J'ai compris que ce six cents-là (600), corrigez-moi, c'était le deux cent cinquante (250) et trois cent cinquante (350). Oui? Non?

R. C'est bien ça.

Q. [250] Bon. Et ce six cents-là (600), la question que je vous demande, est-il... Vous me dites, vous m'affirmez aujourd'hui qu'il n'est pas inclus dans la somme du trente-sept mille quatre cent quarante deux (37 442) que l'on voit trois lignes plus haut.

R. Je confirme que c'est deux contrats distincts, il y en a un qui est le contrat patrimonial de trente-quatre mille quatre cent quarante-deux mégawatts (34 442 MW), plus la réserve qui y est associée. Et l'autre, c'est en vertu de l'appel d'offres de deux mille deux (2002), deux mille trois (2003)... deux mille deux (2002), en vertu duquel le Distributeur a contracté deux contrats avec le Producteur, un de deux cent cinquante mégawatts (250 MW) et l'autre de trois cents mégawatts (300 MW). Donc, c'est de l'électricité, c'est un contrat postpatrimonial et c'est rajouté au contrat patrimonial et il peut... il s'ajoute au contrat patrimonial. » (N.S. vol. 3, pp. 147-155)

19. L'explication donnée par HQD ne nous semble pas convaincante. L'information apparaissant au plan des charges et celle fournie au plan d'approvisionnement (dans les deux cas fournies par HQD) devraient être concomitantes ou pouvoir concorder. Ce n'est pas le cas.

b) Opération de la flotte et obligations contractuelles

20. Des témoignages entendus lors de l'audition, on constate aussi que HQD ne désigne aucune centrale pour l'approvisionnement de l'électricité patrimoniale et ne désigne aucune centrale pour les contrats postpatrimoniaux. HQD ne gère que des contrats et on nous a informé qu'un groupe de la centrale LG1 est dédié à un contrat post patrimonial même si la centrale en son entier est utilisée pour servir le patrimonial :

« Q. [246] (...) Est-ce que l'ensemble des groupes, les groupes de LG-1, sont-ils totalement dédiés au patrimonial ou certains sont dédiés au postpatrimonial?

M. HANI ZAYAT :

R. C'est exactement ce que je disais. Il n'y a pas de groupe ni de centrale qui est dédié au patrimonial. L'ensemble des groupes,

l'énergie patrimoniale, donc le respect de cet engagement-là du Producteur envers le Distributeur peut être approvisionné à travers l'ensemble du parc du Producteur. Il n'y a aucune centrale qui est spécifiquement dédiée pour l'électricité patrimoniale. » (N.S., vol. 8, p. 153)

21. Cette affirmation nous semble corroborer la compréhension que seul l'électricité patrimoniale en soit est une ressource désignée et les centrales utilisées afin d'approvisionner cette électricité patrimoniale ne sont pas elle même spécifiquement désignées mais simplement des ressources du Distributeur (ce dernier étant partie intégrante de HQ). Les autres ressources désignées se retrouvant aux items « b, c et d » du Plan des Charges.

22. Donc HQD semble confirmer que seul le patrimonial et le post patrimonial, ainsi que l'électricité interruptible et l'abaissement de tension sont les ressources désignées et ceci correspond au bilan de puissance fournit dans le cadre de cette audience.
23. Une seule difficulté existe ici et vient du fait que HQT semble croire que l'ensemble des centrales sources permettant à HQ de fournir l'électricité patrimoniale sont désignées d'HQD. HQT a déclaré que le processus d'audience pour autoriser le plan d'approvisionnement faisait en sorte que l'exactitude des informations requise pour la désignation était encore mieux assurée que ce qui est prévu au texte de l'OATT :
24. R-3669-2008 ; PANEL 12 ; 9 FÉVRIER 2011 pages 100-101. Témoignage de M. Clermont HQT :

« Q.135 Et vous avez habituellement une explication dite d'adaptation. Mais ici, j'essaie de voir quel problème il y a à attester que sur la production achetée ou approuvée par la Régie pour un contrat signé.

R. Bien, je reviens à la Partie III. Clairement, il n'y a pas d'adaptation. Et, comme je vous l'ai dit, dans tous mes textes il y a toujours « adaptations nécessaires ». Donc on fait les adaptations quand on juge qu'elles reflètent un besoin ou une réalité du Québec. Ceci dit, la Partie IV et la Partie III visent les mêmes objectifs, mais au fil des décisions de la Régie il n'y a pas nécessairement symétrie partout. Dans le cas de votre... donc en préambule, dans le cas de votre... La Régie, le contexte est particulier ici puis le distributeur doit venir voir la Régie à chaque année et lui présenter son plan d'appro, donc la liste des contrats qu'il s'engage et de l'énergie à laquelle il a accès. Donc, l'objectif, l'objectif est rencontré par un processus qui est encore plus, je peux dire contraignant, mais plus, encore plus formel que celui des Tarifs et conditions qui est celui de venir à la Régie le faire approuver. Donc, je pense que là-dedans, dans la mesure où la Régie y donne son sceau, c'est débattu lors d'audiences à la Régie, clairement, on rencontre plus que l'objectif d'informer ou de s'assurer que le distributeur dépose ses contrats. Alors c'est ça l'optique qui fait que l'article 37.1 est libellé, modifié est libellé tel qu'il l'est maintenant. » Décision 3669-2008 (Phase 2) (N.S. vol 10, pp. 100-101)

25. Les Précisions fournies par HQD quant à la désignation annuelle semble contredire ce que HQT déclare dans le dossier R-3669, c'est-à-dire, que HQD désigne l'ensemble des centrales.
26. Nous souhaiterions que la Régie confirme de façon précise que le bilan de puissance correspond au Plan des Charges et Ressources et que seul quatre moyens sont désignés pour les fins de l'OATT soit : a) l'achat de l'électricité patrimoniale ; b) les achats postpatrimoniaux ; c) le volume d'électricité interruptible et d) l'abaissement de tension.
27. La Régie devrait éliminer l'ambiguïté qui prévaut en ce moment et statuer sur le fait que lorsque HQD transmet l'information que lui fournit HQ dans ses activités de production afin de permettre la répartition de la flotte (en annexe au Plan de charges et Ressources), cette action n'est pas en soit un acte de désignation mais bien la rencontre de l'obligation imposé à HQD en vertu de la section 38.8 OATT.

« **38.8 Restrictions visant la désignation de ressources** : Le Distributeur doit obtenir l'ensemble des ressources nécessaires pour approvisionner en électricité sa charge locale et en informer le Transporteur. Pour tout nouvel approvisionnement obtenu par appel d'offres ou autrement, le Distributeur doit s'assurer de la disponibilité du service de transport conformément aux dispositions de la Partie IV des présentes. »

28. Le Bilan de Puissance devrait être conforme au Plan des Charges et Ressources et vice versa. Aucune ambiguïté ne devrait exister quant au statut des centrales.

c) Réserve des interconnexions

29. Outre le statut des centrales, la comparaison du Plan des Charges et des Ressources et du Bilan de Puissance entraîne un troisième élément d'interrogation. Le Bilan indique que dès 2010-11 une puissance additionnelle de 220MW est requise. L'élément identifié pour palier à ce besoin est d'avoir recours aux marchés de court terme.
30. Il faut donc comprendre que cette puissance sera soit achetée à même la flotte installée sur le réseau et non dédié au patrimonial ou par une acquisition sur les marchés voisins importé sur le réseau d'HQT.
31. Cet élément d'approvisionnement n'apparaît pas dans le Plan des Charges et des Ressources du 23 Septembre 2009. Ceci signifie qu'il ne fait pas l'objet d'une désignation ; donc n'est pas inclus dans le service de transport de charge local payé par le Distributeur. La section 36.3 qui permet au Distributeur d'utiliser un service secondaire sans frais et avec une priorité supérieure au service point à point non ferme reste utilisable pour importer une ressource non désignée.

32. Mais les imports sur les chemins provenant du Nouveau Brunswick (NB-HQT), d'Ontario (OTTO-HQT) et de New York (MASS-HQT) en plus de l'ajout de Denisson, et « l'inscription » de service de transport sur le chemin LAB-HQT sont des réservations sans achat d'énergie ou de puissance en soit et ne peuvent donc pas être désignées. Ces réservations doivent avoir été effectuées en vertu de la Partie II de l'OATT et acquittés en vertu de cette partie, à titre de service point à point.
33. En effet, une interconnection ne peut être désignée que si un contrat d'achat justifie son utilisation.
34. Encore une fois il semble que l'information fournie par HQD porte à confusion. Il est essentiel de pouvoir mieux arrimer les éléments du bilan de puissance au Plan des charges et des ressources pour s'assurer qu'HQD n'achète pas un surplus de capacité de transport inutile pour la charge locale et pouvant empêcher par ailleurs des tierces parties d'avoir accès au réseau d'HQT en import ferme ; situation encore plus problématique puisse que HQD ne fait aucun achat afin de justifier ces réservations d'import avec du transport ferme.

IV L'ENTENTE DE MODULATION DES SERVICES EXISTANTS

35. Rappelons que la Régie a d'entrée de jeu qualifié la preuve d'HQD sur l'entente de modulation d'incomplète (N.S. vol. 2 pp. 11-12).
36. HQD avait donc un fardeau certain à respecter lors de l'audience.
37. L'information à propos de l'entente de modulation n'a été rendue publique que lors de l'audience. Ainsi, elle viserait à accroître la flexibilité intra-annuelle pour « adresser les problèmes de surplus d'été et de besoins d'hiver » (N.S. vol. 3 p. 26). On nous informe qu'il s'agit en fait de quatre services (N.S. vol. 3, pp. 18 et ss.) :
 - (1) Services complémentaires supplémentaires au-delà de l'entente de 2005 pour le patrimonial par la gestion des approvisionnements d'HQD :

« Évidemment, ces services-là seraient nécessaires dans tous les cas. Dans le sens, c'est un besoin qui serait présent pour le Distributeur dans tous les scénarios. Et la tarification des services complémentaires, évidemment, c'est encore en mode de définition, mais comme base de référence, on essaie de trouver les correspondances avec les Tarifs et conditions du Transporteur, donc des services qui

sont la tarification qui est déjà dans la grille du Transporteur.

Évidemment, il y a plusieurs... même à l'intérieur des services complémentaires, il y a plusieurs services et la correspondance avec la grille du Transporteur est à parfaire. Mais, comme base de référence, ce serait un outil, en tout cas, ce serait notre base de référence pour commencer. » (N.S. vol. 3, pp. 19-20)

- (2) Puissance complémentaire, raffermissement de l'intermittent (éolien) de 15% en hiver :

« Autrement dit, quand on parle des parcs éoliens on a parlé de surplus d'été qu'on amènerait en hiver. Évidemment c'est de l'énergie, ça viendrait avec de l'énergie et là on rajouterait un raffermissement en puissance pour la période hivernale. Et on a parlé de ce raffermissement de l'ordre de quinze pour cent (15 %) pour ce qui est de l'énergie éolienne.

Évidemment les bases de tarification d'un tel service, là aussi on s'en remet à des références qui sont connues, donc une référence de prix de marché un peu comme ce qui est utilisé pour, que ce soit pour l'entente d'énergie différée ou pour même l'électricité interruptible. Donc on parle d'une référence de marché. » (N.S. vol. 3, p. 21)

- (3) Modulation, c'est-à-dire un swap été pour hiver (entente de diversité) de l'électricité produite en vertu des contrats post patrimoniaux ne faisant pas l'objet d'ententes spécifique (report ; suspension) :

« Autrement dit on recevrait une énergie d'été issue essentiellement des éoliennes de façon horaire et elle serait modulée en fonction des besoins heure après heure pendant l'hiver. Donc évidemment c'est un service qui est plus complexe à spécifier, c'est du suivi assez près. C'est un service qui n'existe pas et pour lequel les références de marché est difficilement disponible. En fait on n'a pas trouvé de comparable sur ce marché-là et on est obligé de se remettre à des paramètres à revenir à la valeur intrinsèque de ce service-là.

Et la valeur dans ce cas-ci c'est d'éviter dans le fond le scénario alternatif qui est de faire des ventes importantes

pendant les périodes de surplus et des achats qui peuvent être importants pendant les périodes de besoins.

Donc on peut s'en remettre à des simulations d'une certaine façon pour voir un peu les écarts entre les transactions d'achat, transactions de vente. Évidemment juste en termes de coûts de transaction ou de coûts associés à des achats reventes, il y a déjà des frais qui sont importants et ce qu'on tente de trouver dans le fond c'est une base de tarification qui serait, qui serait basée sur ces coûts-là. » (N.S. vol. 3, pp. 22-23)

(4) Gestion du solde annuel :

« Évidemment l'entente vise à un déplacement intra-annuel de l'énergie et l'objectif du Distributeur est d'arriver avec un solde du compte qui est nul en fin d'année, dans le fond de gérer le solde.

Toutefois, ce n'est pas nécessairement toujours possible d'arriver à un solde nul, compte tenu des besoins et compte tenu des moyens qui sont déjà engagés. Et donc une des caractéristiques de l'entente c'est le rachat du solde par le Producteur. Évidemment dans ce cas-ci là aussi c'est des références, des références de marché dans le fond, je pense qu'on a eu à faire ce genre de transaction ou ce genre de balisage à l'intérieur de références de marché.

Et on va développer des formules dans le fond pour s'en remettre à des proxy qui utilisent le marché. Évidemment la question, les marchés sont capables d'absorber certains volumes, mais il y a certainement une certaine élasticité d'une certaine façon où les prix peuvent être en fonction des volumes qui sont en question. Donc, quand on parle de références de marché, c'est références de marché avec une possibilité de tenir compte des volumes qui sont en jeu. » (N.S. vol. 3, pp. 23-24)

38. Si l'on examine ces services un à un :

- (1) Le service complémentaire pour les achats post patrimoniaux. Les services complémentaires font l'objet des tarifs et condition encadrant les activités du Transporteur. Il semble que jusqu'à présent ces services ont été fournis en application de l'OATT la question qui se pose est la suivante : sera-t-il plus avantageux de faire affaire directement avec HQP pour ces services?

- (2) Puissance complémentaire : ce service semble être un achat de long terme pour un service de puissance. Peut-être que HQP est la meilleure contrepartie pouvant offrir ce service, mais s'agissant d'un nouvel achat long terme (même s'il n'est que saisonnier) il semble que la procédure d'appel d'offre prévu par la loi devrait être appliquée.

La preuve démontre qu'il s'agit d'approvisionnement additionnel :

R-3748-2010; PANEL 2 - HQD; 3 juin 2011, pages 110-113. Contre-interrogatoire de Me André Turmel :

« Q. [176] Mais donc, est-ce qu'il est exact de dire comme je l'ai compris ce matin que c'est une puissance additionnelle qui émane des quantités de ces contrats postpatrimoniaux qu'autrement vous n'auriez pas en hiver, exemple? »

R. Oui, c'est une puissance qu'on n'aurait pas autrement.

Q. [177] D'accord.

R. Mais, par contre, ce n'est pas seulement de la puissance, c'est là où j'en reviens. (Nos soulignés) C'est de la puissance qui vient raffermir les quantités d'énergie qui nous seraient livrées en hiver. Pour être plus, je vais essayer d'être plus illustratif, l'entente vise au déplacement de l'énergie d'été vers l'hiver. Puis si on n'avait pas ce complément de puissance-là on se retrouverait avec de l'énergie seulement. Or, c'est du raffermissement dans le sens que c'est de la puissance, mais il y a des quantités importantes d'énergie qui sont livrées avec cette puissance-là. Ces deux composantes vont ensemble.

Q. [178] D'accord.

R. Donc, ce n'est pas tout à fait comparable, ce n'est pas tout à fait comparable à de la puissance qui serait achetées sur les marchés du UCAP où on a une centrale qui est en mode veille disons et qui livrerait de l'énergie de façon sporadique uniquement au besoin. Dans ce cas-ci il y a un besoin d'énergie et il y a des quantités d'énergie qui sont importantes qui viennent avec.

Q. [179] Mais de manière générale, je comprends la nuance que vous faites à l'égard du produit de la puissance. Je comprends

que c'est la contrepartie que vous obtenez d'HQP, principalement, la contrepartie principale de ce que vous recherchez. Quand on a une entente avec une autre contrepartie, HQP vous offre ce produit-là, c'est exact de dire ça comme ça? C'est l'aspect principal de l'entente, toute chose étant égale par ailleurs?

R. Les quatre, les trois composantes sont des contreparties, sont des services, sont des services requis. C'est une entente qui couvre ces trois aspects-là. Donc, oui, il y a un aspect puissance, mais qu'on ne peut pas, pour des fins d'illustration je l'ai illustré, je l'ai décliné comme étant de la puissance. Mais il est quand même intimement lié avec le service de modulation et le déplacement de l'énergie de l'été vers l'hiver. Donc, on ne peut pas dire...

Q. [180] D'accord.

R. Et cette composante-là est aussi une composante importante pour nous. Je ne peux pas dire que la contrepartie qu'on obtient c'est la contrepartie de puissance, non. Le service de modulation est un service important pour nous et c'est un service qui est très utile dans la mesure où il nous permet de gérer les déséquilibres intra-annuels de l'énergie. » (N.S., vol. 3, pp. 110-113) (Nos soulignés)

- (3) Swap ou entente de diversité : encore ici, un tel service est définitivement un achat long terme qui devrait faire l'objet d'une procédure d'appel d'offre.
 - (4) Gestion du solde annuel : cette entente est en fait l'achat d'une option de vente. Il semble qu'il s'agirait d'une entente d'option européenne avec un jour pour l'exercice. Un tel produit dérivé peut être acheté sur les marchés. Encore une fois, HQ est peut-être le participant le mieux équipé pour fournir ce type de produit mais la loi semble indiquer que tout achat de long terme doit faire l'objet d'un processus d'appel d'offre.
39. Ceci étant dit, cette entente de modulation crée un autre degré de difficulté. HQD nous explique que suite à cette entente HQ se substituera à HQD et prendra livraison de la production post patrimoniale visé par cette entente.
40. Il semble donc que HQD laissera HQ utiliser son service de transport de charge locale (partie IV) à cette fin. Ceci serait contraire à la section 36.5 de l'OATT qui interdit au Distributeur de permettre que son service de transport soit utilisé directement ou indirectement par un tiers.

41. La même problématique se pose en réception et en livraison ; HQ n'est pas autorisé à utiliser le service de la Partie IV pour effectuer des livraisons à HQD. On nous dit qu'ultimement, des électrons produits seront consommés par une charge. Cette affirmation est exacte. Mais il n'empêche que la charge locale est celle qui paie pour ce transport Partie IV et n'a pas à commanditer un participant de marché et ainsi préserver les intérêts des actionnaires de ce dernier.
42. Quant aux coûts, HQD indique que :

« La vision de nos coûts évidemment du plan d'approvisionnement avec une projection qui date du mois de mai et qui met en lumière les coûts projetés pour les approvisionnements patrimoniaux et pour les approvisionnements postpatrimoniaux, notamment les contrats de long terme ou les coûts associés aux contrats de long terme et on constate aussi qu'il y a des approvisionnements de court terme. Donc des achats et des reventes année après année.

Les coûts de l'entente de modulation sont d'une, implicitement inclus dans ces coûts-là. Ce ne sont pas des coûts qui sont explicites pour l'entente de modulation, mais les services de l'entente vont venir se substituer à des coûts qui sont identifiés là.

À titre d'exemple, le raffermissement, la prime de puissance, le raffermissement de l'énergie d'hiver à travers une prime de puissance qui serait inclus dans l'entente de modulation est identifiée, elle viendrait se substituer à un coût d'achat de puissance qui est présent au tableau en deux mille quatre (2004), qui est ici donc les achats de puissance globaux du Distributeur en deux mille douze (2012) sont de dix-huit point quatre millions (18,4 M).

Évidemment les achats d'une partie de ce dix-huit millions-là (18 M) se retrouveraient dans l'entente de modulation pour la composante puissance. Il en serait de même pour le service de modulation dont je parlais tantôt. Donc c'est un service qui vient essentiellement remplacer les transactions d'achat et de revente.

Et donc il viendrait dans le fond, il va venir atténuer les coûts d'achat de deux mille douze (2012) qui sont identifiés à quarante et un millions (41 M) et qui va venir atténuer aussi évidemment les revenus de revente qui sont identifiés à dix-neuf point neuf millions (19,9 M) en deux mille douze (2012).

Autrement dit, le tableau qui est là présente la projection des coûts du Distributeur, évidemment vu d'aujourd'hui et l'entente de

modulation vise dans le fond à améliorer ces coûts-là, à réduire ces coûts-là.

Donc, au-delà de ses qualités intrinsèques, des possibilités qu'elle donne au Distributeur en termes de flexibilité, de suivi de la charge, de gestion des équilibres intra-annuelles, surplus d'été, besoins d'hiver, elle permettrait une réduction de ces coûts-là.

Donc, l'analyse va se faire sur cette base-là. Et ce qu'on vise c'est de revenir avec un scénario détaillé dans le fond pour ce qui est de quelle est la base sans entente de modulation et, de façon plus spécifique, l'entente de modulation comment elle se décompose.

Par contre, les coûts du Distributeur, si évidemment on se pose, on se positionne au mois de mai deux mille onze (2011), l'entente viendrait atténuer les coûts qui sont là. » (N.S. vol. 3 pp. 24-27)

43. La FCEI demande donc à la régie d'être très prudente à l'égard de l'approbation du principe de l'Entente de modulation et de réserver toutes les options pour le débat sur cette Entente qui aura lieu lors de son dépôt pour approbation.

V LA REVENTE ET LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

44. La preuve d'HQD sur les attributs environnementaux indique que le Distributeur croit peu à ce marché. Les développements aux Etats-Unis font pourtant en sorte que la Régie devrait indiquer à HQD d'être plus proactive à ce sujet.
45. En 2008, la General Assembly of Massachusetts a adopté le *Green Communities Act* (« GCA ») pour mettre à jour le *Renewable Portfolio Standard Programs* (« RPS »). Le GCA exigeait de DPU du Massachusetts l'adoption de règlements pour encadrer l'octroi des contrats à long terme pour les projets d'énergie renouvelable et, ceci dans le but de « faciliter le financement de la production de l'énergie renouvelable à l'intérieur du territoire du « Commonwealth », incluant les eaux de l'État, ou dans des eaux fédérales adjacentes ».
46. En 2009, le DPU a adopté des règlements sur l'octroi de ces contrats à long terme. Chaque compagnie de distribution devait solliciter des appels d'offres provenant des exploitants de projets d'énergie renouvelable et, si les offres étaient raisonnables, octroyer des contrats à long-terme (10 à 15 ans) pour l'énergie ou pour des *Renewable Energy Credits* (« REC's ») afin de faciliter le financement des projets à l'intérieur du territoire du Massachusetts.
47. Selon ces règlements initiaux, les contrats à long terme devaient être avec les sources de production d'énergie renouvelables qui :

- avaient une date d'exploitation commerciale à compter de 1^{er} janvier 2008.

- sont certifiés par l'État comme étant admissibles à participer au RPS et de vendre les RECs dans le cadre du programme;
 - ont été déterminés par le DPU pour :
 - fournir une fiabilité accrue au sein du marché de l'électricité au Massachusetts;
 - contribuer à modérer les exigences du système en pointe de charge (*peak-load*);
 - avoir un bon rapport de coût pour les citoyens; et
 - sont des moyens efficaces pour produire de l'énergie renouvelable à long terme.
48. En décembre 2009, le DPU a approuvé la méthode et l'échéancier de sollicitation. Les services publics ont publié leurs appels d'offres (RFP) en janvier 2010. Les offres étaient reçues et le processus d'examen était en cours lorsque, le 16 avril 2010, TransCanada Power Marketing Ltd. a déposé une poursuite en Cour Fédérale alléguant qu'en limitant l'admissibilité aux exploitants situés à l'intérieur de l'État, le DPU viole la « *Commerce Clause* » qu'on retrouve dans la Constitution des États-Unis. TransCanada a également demandé une injonction afin de bloquer la signature et l'octroi des contrats.
49. Le 9 juin 2010, peu après le dépôt d'une requête en injonction afin de bloquer la signature ou l'approbation des contrats sous le RFP de l'État, le DPU a suspendu, par ordonnance d'urgence, les exigences suivantes :
- i) Les sources d'énergie renouvelables devaient être situées à l'intérieur du territoire du Massachusetts; et
 - ii) Lorsque c'est possible, devaient créer des emplois dans le « *Commonwealth* ».
50. Le 20 août 2010, le DPU a adopté une version finale de l'ordonnance d'urgence afin de permettre la sollicitation de contrats à long terme provenant de l'extérieur de l'État. Ce règlement a éliminé toutes les dispositions accordant un traitement préférentiel pour les projets d'énergie situés à l'intérieur de l'État.
51. Le 27 août 2010, le DPU a amendé son RFP (appel d'offres) original en:
- i) éliminant la restriction selon laquelle la production de l'énergie renouvelable devait être « à l'intérieur du territoire, incluant les eaux de l'État, ou dans des eaux fédérales adjacentes »;

- ii) supprimant l'obligation de créer des emplois spécifiquement au Massachusetts;
 - iii) ajoutant que la soumissionnaire doit révéler si l'octroi d'un contrat à long terme facilitera le financement du projet;
 - iv) ajoutant que la soumissionnaire débroussera tous les coûts associés avec la livraison d'énergie et/ou les REC et la capacité en considération du profil de production et la location du projet proposé pour le terme de la soumission proposé.
 - v) ajoutant que les services publics (*National Grid, NSTAR electric, Western Massachusetts Electric and Fitchburg Gas & Electric*) évalueront les soumissions et négocieront les contrats à long terme d'une façon indépendante au lieu de le faire conjointement ou en consultant le DOER.
52. Le 2 septembre 2010, les services publics ont recommencé les RFP (appel d'offres) et ils ont acceptés des soumissions provenant de l'extérieur de l'État. La date limite pour les soumissions était le 7 octobre 2010. Les résultats ne sont pas encore disponibles.
53. En décembre 2010, TransCanada et une coalition de groupes d'affaires ont déposé une requête à la Cour Suprême de Massachusetts pour contester la constitutionnalité du même règlement. Cette fois, il s'agissait de contester la décision du DPU d'approuver une « *power purchase agreement* » entre Cape Wind et National Grid.
54. TransCanada a plaidé que le DPU a erré en autorisant le contrat car National Grid n'a pas entrepris un processus d'appel d'offres selon les exigences imposées par l'article 83 du G.L. c. 169.
55. TransCanada a également contesté que le processus d'appel d'offres contrevenait à la « *Commerce Clause* » car il n'était pas ouvert aux soumissionnaires provenant de l'extérieur de l'État et que l'ordonnance du 9 juin 2011 « *did not remove the taint* » des contraventions à la « *Commerce Clause* ». Selon TransCanada, l'ordonnance était trop tard pour leur donner la possibilité de faire une soumission. La cause est en délibération depuis le 4 février 2011.
56. Le 31 mai 2011, le juge a accordé, à nouveau, une suspension de l'instance. Le procès reprendra le 1er juin 2012.
57. Pour la FCEI, ces développements récents indiquent que les attributs environnementaux représentent un actif plus important que ne le laisse entendre HQD. La FCEI demande à la Régie d'en tenir compte dans sa décision.

58. Le tout, respectueusement soumis.

Montréal, ce 28 juin 2011.

(s) Fasken Martineau DuMoulin

FASKEN MARTINEAU DuMOULIN s.r.l.
Procureurs de l'intervenante FCEI

Copie conforme