**CANADA**

**PROVINCE DE QUÉBEC**
**DISTRICT DE MONTRÉAL**

**NO : R-3748-2010**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur

**HYDRO-QUÉBEC**

Demanderesse

-et-

**ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C.**, personne morale légalement constituée en vertu des lois de l'Ontario et ayant son siège social au 480, boulevard de la Cité, Gatineau (Québec), J8T 8R3 (« **BROOKFIELD** )

Intervenante

---

Nous soumettons par la présente, l'argumentation d'EBM dans le cadre du présent dossier. À titre préliminaire, nous croyons utile de rappeler que c'est dans le cadre du plan d'approvisionnement que la Régie est appelée à statuer sur les grandes orientations du Distributeur en matière d'approvisionnement. Cet exercice ne doit pas être effectué en vase clos. Il nécessite de considérer la gestion passée des approvisionnements par le Distributeur. Cette démarche d'évaluation de la gestion passée ne devrait donc pas se faire uniquement dans les causes tarifaires.

## 1. LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. La situation des surplus n'est pas nouvelle, à notre connaissance cette problématique est considérée depuis au moins l'année 2007;

2. La preuve est claire à l'effet qu'il y a, à nouveau, des surplus importants et ce, malgré les stratégies actuelles du Distributeur visant à lui donner plus de flexibilité. (Voir à ce sujet le tableau 4.1-1 « bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestion existants » (HQD-1, doc.1 p.31);

3. Le Distributeur reconnaît qu'il s'agit d'une situation récurrente (notes sténographiques du 1er juin 2011, p .97). Le Distributeur réfère dans sa preuve à une diminution cumulative des besoins de 43 TWh sur l'horizon 2011-2017 (HQD-1, doc. 1, p.7). UC, pour sa part, estime les surplus cumulatifs du Distributeur à plus de 75 TWh (notes sténographiques du 14 juin 2011, p. 26). Le Distributeur confirme également que « l'ancienne prévision » est l'une des causes des surplus actuels (notes sténographiques du 1er juin 2011, p. 98-99);

4. À la lumière de ce qui précède, nous sommes d'avis qu'il y a une nette tendance dans le passé à surestimer les besoins. À notre avis, la récession n'a qu'accentué la problématique des surplus qui existait déjà;

5. Le Distributeur a reconnu la problématique liée à la prévision du secteur industriel où il y avait un biais systématique (notes sténographiques du 1er juin 2011, p. 104);

6. AQCIE et le CIFQ dans leurs observations du 20 avril 2011 questionnent la prévision de la demande pour le secteur des pâtes et papier. Ils anticipent une diminution de la demande dans ce secteur mais de façon moins importante;

7. Selon le Distributeur, le secteur des pâtes et papiers poursuivra, dans les prochaines années, la réduction de sa demande en puissance et en énergie. En effet, le Distributeur anticipe une baisse de la demande de 2,3 TWh dans le secteur forestier à l'horizon 2015 et de 4 TWh d'ici 2020;

8. Pour leur part, l'AQCIE et le CIFQ estiment qu'il est difficile de conclure à des baisses aussi importantes surtout à court terme;

9. En conclusion, force est de constater qu'il existe une problématique relativement à la prévision de la demande compte tenu de la récurrence des surplus. Nous croyons que la Régie devrait demander une vérification plus approfondie de la méthode de prévision de la demande par le biais d'experts externes indépendants avec une emphase particulière sur la prévision du secteur industriel;

10. Les recommandations de ces experts pourraient être soumises à la Régie lors de l'adoption du prochain plan d'approvisionnement;

## 2. MOYENS POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE

### *Énergie interruptible*

11. Le Distributeur indique qu'il prévoit compter sur un potentiel maximum de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible;

12. En demande de renseignements, nous avons demandé au Distributeur de présenter un tableau à partir de 2003-2004 ventilant les offres de puissance interruptible par secteurs industriels qui ont été faites pour tous les clients industriels grandes entreprises et les quantités finales retenues par le Distributeur; (HQD-4, doc., 3 p .3)

13. Le Distributeur a fourni la réponse suivante :

« Réponse : Le tableau R-1.1 présente le niveau d'adhésion à l'option depuis l'hiver 2003-2004.

**TABLEAU R-1.1**

**BILAN DE L'ADHÉSION À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE GRANDE PUISSANCE (MW EFFECTIFS)**

| Secteurs | 2003-2004 | 2004-2005 | 2005-2006 | 2006-2007 | 2007-2008 | 2008-2009 | 2009-2010 | 2010-2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Industrie forestiere | 462 | 290 | 293 | 451 | 460 | 480 | 603 | 234 |
| Mines et métallurgie | 160 | 249 | 196 | 120 | 30 | 37 | 74 | 136 |
| Chimie | 203 | 175 | 177 | 167 | 153 | 200 | 168 | 193 |
| Autres | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 8 |
| Total | 832 | 722 | 673 | 745 | 649 | 723 | 851 | 571 |

14. On constate à la lecture des informations dans le tableau ci-haut que ce programme n'a pas été appelé à fournir dans le passé des quantités aussi importantes que le maximum de contribution maintenant proposé par le Distributeur;

15. On voit aussi que de façon historique l'apport de l'industrie forestière était plus grand que pour les autres secteurs d'activités et cela risque d'être problématique vu la baisse de l'apport de ce secteur dans la demande industrielle globale. Cette prévision ne s'explique pas par l'historique de la participation passée et encore moins si l'on considère une plus faible participation du principal contributeur soit le secteur des pâtes et papier;

16. Nous sommes d'accord avec les interrogations soulevées par l'AQCIE et le CIFQ dans leurs observations. Nous croyons que le Distributeur surestime la possibilité d'avoir recours à ce moyen de gestion pour combler les besoins estimés en puissance;

***<u>Contribution des marchés de court terme en puissance</u>***

17. Nous sommes d'avis que le Distributeur est très conservateur lorsqu'il considère la contribution possible des marchés courts termes (marchés externes et internes). Il limite cette contribution à 1100 MW;

18. Le Distributeur devrait au moins prévoir un certain montant pour couvrir toutes les autres possibilités qui s'offrent à lui surtout pour la période du plan; (Tableau 4A-2 HQD-1, doc. 2, p. 176). Il y aurait lieu de considérer la contribution des fournisseurs comme ELL, NLH, RTA et les marchés limitrophes;

19. A ce sujet, nous souscrivons à l'opinion exprimée par l'expert de l'UMQ sur sa vision du marché du Nouveau-Brunswick (notes sténos du 14 juin 2011 p.123-125);

20. L'achat de puissance sur les interconnexions existantes doit certainement être optimisé avant la construction de nouvelles interconnexions plus dispendieuses, telle que celle développée par HQP pour exporter son énergie vers la Nouvelle-Angleterre (Québec – New Hampshire);

## 3. L'UTILISATION DES MOYENS ACTUELS

### *Les conventions d'énergie différée*

21. Il y a lieu de noter que malgré ce qui était prévu dans l'ancien plan, les conventions d'énergie différée n'ont pas eu l'effet escompté;

22. Le Distributeur à la pièce HQD-1 doc 1 p. 32 indique que le solde du compte serait maintenant de plus de 28TW à l'échéance en 2027. On se souviendra que l'objectif qui était annoncé était que le solde serait à zéro à l'échéance;

23. Pour répondre à la plaidoirie du Distributeur, sûrement que ce simple constat amène le scepticisme que ce dernier a pu constater de la part des intervenants;

24. Le Distributeur avait également prévu avoir recours à la revente advenant que les besoins d'approvisionnement qui avaient été considérés ne se matérialisaient pas;

25. Nous vous référons aux extraits produits par UC (pièce C-U-27 en liasse et les notes sténographiques du 30 avril 2008, à la p. 30) à l'effet suivant:

> « L'autre point que je veux amener aussi, mettre en lumière, lorsqu'on regarde le solde en deux mille onze (2011), on parle de neuf térawattheures (9 TWh). Au trente et un (31) décembre deux mille onze (2011), la connaissance du solde du compte est connu. On ne peut pas par la suite différer d'autres quantités en vertu des ententes actuelles. Nous avons devant nous neuf ans pour disposer de cette énergie-là, évidemment, on le souhaite, pour rencontrer des nouveaux approvisionnements. Mais, si c'est pas le cas, on va avoir neuf ans pour en disposer. Et ça pourrait se faire soit par de la revente si la demande ou les nouveaux approvisionnements n'étaient pas au rendez-vous. »
>
> (Nos soulignés)

26. Aussi, le passage suivant toujours tiré de la pièce C-U-27 (notes sténographiques du 30 avril 2008, à la p. 82) :

> « En clair, s'il y a des surplus, évidemment, et que les options n'existent pas, j'entends là, on ne voit pas, on reprend l'exemple de tantôt là, on a des surplus. Bien, on va regarder comme on fait... comme on a fait au cours des dernières années, quelle est la meilleure alternative au niveau de notre bilan. On peut, par exemple, regarder au niveau de l'offre...
>
> Q. [77] Alors, vous feriez ça quand?
>
> R. ... est-ce qu'il y a des aménagements qui peuvent être apportés au niveau des approvisionnements postpatrimoniaux, par exemple. On l'a fait avec TransCanada Énergie. Ça pourrait être une option dans ce cas-là si on a des surplus. Ça pourrait être une autre option, procéder par revente. Et si on procède par revente, bien, évidemment,

on va procéder comme le Distributeur a toujours fait là tant au niveau de ses approvisionnements à court terme ou ses reventes à court terme. On va procéder avec les règles du marché puis ça va être évidemment mis... mis à la disposition de l'ensemble des joueurs. »

(Nos soulignés)

27. Or, malgré ces surplus importants, il n'y a eu au cours des dernières années presqu'aucune revente sauf pour un appel d'offres d'une quantité de 150 MW en 2010 et quelques transactions bilatérales en 2009. Nous reprenons ci-après la réponse fournie à la pièce HQT-7, document 11, p. 3 :

« **Transactions bilatérales indiquées au dossier R-3740-2010**
**(en TWh)**

| | **2009 réel** | **2010 prévu** | **2011 prévu** |
|---|---|---|---|
| **Reventes totales** | **0,6** | **0,8** | **0,0** |
| **dont transactions bilatérales** | **0,6** | **0,0** | **0,0** |

Source : HQD-5, document 1 du dossier R-3740-2010. »

28. Il y a par ailleurs eu des transactions financières avec le Producteur de l'ordre de 1,9 TWh en 2010 et de près de 1,8 TWh en 2011 (notes sténographiques du 6 juin 2011, p. 25 à 27);

29. Le Distributeur soumet que ces transactions financières offrent une grande flexibilité. Nous tenons à mentionner qu'elles sont exclusives à un joueur et qu'elles sont donc loin de favoriser toute forme de concurrence;

30. Pour 2011, le Distributeur confirme que les quantités de reventes totales seront négligeables (HQD-7, document 11, p. 3);

31. L'absence de revente va à l'encontre de ce qui était envisagé par la Régie dans sa décision D-2008-076 à la p. 6:

« La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011) que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020)12, et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois.

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 (voir section 3.4). »

(Nos soulignés)

32. Le Distributeur n'a pas expliqué de façon précise dans sa preuve pourquoi les amendements de 2010 aux conventions d'énergie différée n'ont pas permis au Distributeur de régler la problématique des surplus au point où l'on demande à la Régie d'accepter un nouvel outil offrant soi-disant encore plus de flexibilité;

33. On ne voit aucunement en fonction de l'ensemble des surplus existants (surtout dans un contexte où il n'y a pas de problème offre-demande) pourquoi le Distributeur n'essaie même pas de recourir aux marchés avec un prix de réserve. Il n'y a aucun désavantage à procéder de cette façon. Qui sait le Distributeur pourrait obtenir mieux que M-5$. S'il juge qu'une offre n'est pas suffisante, il n'a qu'à ne pas l'accepter. Au moins, il tenterait d'optimiser son portefeuille et ne se limiterait pas qu'à vendre l'électricité au Producteur à M-5$;

34. De plus, le Distributeur n'a pas fait aucune démarche concrète pour favoriser le marché de court terme contrairement à la demande de la Régie dans la décision D-2008-133 (voir l'extrait de la demande de renseignements de la Régie HQD- 3 doc. 1 p.11 ou la pièce B-0018 ) :

> « La Régie est d'accord avec l'objectif poursuivi par le Distributeur d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme et d'alléger ses procédures, à l'achat comme à la vente. Il lui appartient de discuter et de s'entendre avec l'ensemble de ses partenaires et des principaux acteurs du marché pour mettre en place les moyens, par exemple une page WEB sécurisée, qui permettront d'intéresser d'autres participants. <u>L'objectif final est d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence. La Régie juge aussi que le niveau d'activité et la fréquence des transactions, à l'achat comme à la vente, aidera à l'atteinte de cet objectif tout en réduisant le recours à l'entente cadre et en limitant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée</u>. Elle demande au Distributeur de l'informer des suites de ces démarches dans l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020. »
>
> (Nos soulignés)

35. Il y a lieu de se référer également à l'extrait suivant de la même décision D-2008-133 du dernier dossier du plan d'approvisionnement à la p. 35 :

> « La Régie note la volonté du Distributeur de chercher à augmenter le nombre de contreparties avec lesquelles il fait affaire. Elle relève également son intention d'alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme, afin d'y avoir recours le plus souvent possible, de réduire la durée de ces appels d'offres et de prendre rapidement une décision.
>
> <u>La Régie appuie toute action de la part du Distributeur permettant de stimuler la concurrence et la participation à ses activités d'achat ou de revente sur les marchés de court terme</u>. Même si les Conventions lui procurent un outil intéressant pour équilibrer ses bilans annuels à venir, il devra ajuster quotidiennement les quantités requises pour répondre à ses besoins <u>et rester actif sur les marchés de court terme, par appels d'offres, sous la dispense ou sur les bourses d'énergie, de façon à maintenir l'intérêt de ses contreparties et à s'assurer d'une saine concurrence.</u> »
>
> (Nos soulignés)

36. Or, les résultats de transactions de revente démontrent le contraire (HQD-7, document 11, p. 3). Aussi, outre l'ajout de deux autres contreparties, la façon de faire du Distributeur n'a pas changé. Il n'y a pas eu de démarches concrètes de sa part afin « *d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché* » et l'on comprend que celui-ci n'y voit aucun intérêt (notes sténographiques du 6 juin 2011, p. 36 à 44);

37. En fait, l'ensemble des transactions actuelles et celles prévues impliquent presque toujours exclusivement le Producteur, ce qui est loin de favoriser une « saine concurrence » comme le demandait la Régie;

38. Le Distributeur devrait pouvoir dans le cadre réglementaire actuel être aussi actif que le Producteur sur les interconnexions afin d'optimiser son portefeuille de contrats postpatrimoniaux. Par exemple, pourquoi le Distributeur n'achète t-il pas de l'électricité sur les réseaux voisins (ajusté des coûts de transport) lorsque les prix sont inférieurs au coût de l'électricité patrimoniale?

39. Autre exemple, le Distributeur montre aucun intérêt pour tenter de profiter des attributs de crédits environnementaux « *RECs* ». Pourtant, c'est à la connaissance du Distributeur que des parcs éoliens sous contrôle d'HQP situés au Québec ont fait l'objet d'accréditation (notes sténographiques 6 juin 2011, p. 56-57). Cette position est contraire à ce que la Régie indiquait dans l'ancien plan d'approvisionnement D-2008-133 p. 44 :

> « La Régie considère que la valorisation d'attributs environnementaux sur les marchés externes doit être encouragée. »

## 4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE

### ***La gestion des approvisionnements et les stratégies proposées***

40. Le Distributeur propose notamment deux ententes possibles :

- une entente de modulation avec TCE;
- une entente de modulation avec le Producteur;

41. Le Distributeur a expliqué sommairement les composantes de l'entente de modulation proposée avec le Producteur. Nous reprenons, de façon schématique, certains de ces « services » ou caractéristiques et la tarification qui pourrait être afférente à chacun d'eux :

- les services complémentaires supplémentaires (besoin issu des caractéristiques de la production éolienne (notes sténographiques 2 juin 2011, p.18 et 19). Pour la tarification de ce service, le Distributeur nous réfère à la grille des services complémentaires du Transporteur (notes sténographiques du 2 juin 2011, p. 19 et 20);

- le service de puissance supplémentaire- on réfère à un service de puissance supplémentaire de l'ordre de 15%--« pour ce qui est de l'éolien »---le Distributeur considère pour les coûts une référence à un prix de marché comme ce qui est utilisé pour l'entente d'énergie différée ou l'électricité interruptible (notes sténographiques du 2 juin 2011, p. 21);

- le service de modulation soit le déplacement des surplus d'été vers les besoins d'hiver ---l'objectif du Distributeur en terme de coûts est d'éviter les transactions d'achat et de revente (notes sténographiques du 2 juin 2011, p. 21-22);

42. En somme, le Distributeur soumet que les coûts relatifs à cette entente se retrouvent en partie au tableau 22.1 HQD-5, document 6 qui représente les coûts des approvisionnements projetés (notes sténographiques du 2 juin 2011, p. 24-25);

43. À la lumière de la réponse aux engagements 4 et 5 (HQD-7, document 2), nous comprenons que le prix de revente considéré est le marché de New York (« NY ») à la zone M-5$ et que le Distributeur est prêt à vendre son énergie au Producteur sur cette base sans même tenter d'avoir mieux;

44. En ce qui a trait à la puissance, selon la réponse à l'engagement 7 (HQT-7, document 3), nous comprenons également que le Distributeur est prêt à payer le prix plancher de 2$ au Producteur pour la puissance alors qu'il peut l'acheter à moins que ce montant sur les marchés de court terme. Il y a de plus, selon nous, la démonstration que l'établissement d'un prix plancher de 2$ n'était pas judicieux puisque le marché de la puissance dans l'État de NY accessible pour Hydro-Québec est inférieur à ce prix plancher;

45. Nous soumettons que proposer de simplement se substituer à ces coûts ne représente pas une véritable tentative de la part du Distributeur d'optimiser son portefeuille d'approvisionnement;

46. Ce dernier commentaire est en ligne avec celui formulé par l'expert de l'UMQ monsieur Raymond (notes sténographiques du 14 juin 2011, p. 177-178) :

> « Alors, pour moi, selon mon expertise d'optimisation mathématique, il y a une différence fondamentale entre obtenir un coût inférieur à nos coûts et une minimalisation de nos coûts. C'est totalement différent. C'est beaucoup mieux de minimaliser que de simplement trouver un coût inférieur. C'est la différence entre optimiser et se contenter de battre nos coûts. Et d'autant plus que dans cette négociation-là, le Producteur a beau jeu parce qu'il connaît les coûts que le Distributeur essaie de battre et une bonne partie de sa stratégie. Alors, nous espérons que le Distributeur fera tout en son possible pour optimiser l'entente malgré ces quelques remarques-là. »

(Nos soulignés)

47. En plus, selon notre compréhension, en appliquant les stratégies proposées par le Distributeur il n'y aurait essentiellement plus de revente :

- *en vertu des conventions d'énergie différée puisque le Distributeur prétend qu'il ne peut revendre;*

- *en vertu de l'entente de modulation avec le Producteur, l'objectif visé étant qu'il n'y ait pas de revente pour les contrats assujettis soit les contrats éoliens, de biomasse et les contrats avec les petites centrales. Nous vous référons aux extraits suivants (notes sténographiques du 3 juin 2011, p. 82, Q. 127, 128 et 132) :*

> « Q. [127] O.K. Est-ce que vous allez être en mesure, si vous le voulez, pendant la durée de l'entente globale de modulation de faire des reventes à partir de ces contrats-là pour limiter les surplus qui s'accumulent?
>
> R. Le but de l'entente de modulation c'est de ne pas faire de reventes et de minimiser les achats, de minimiser les achats et de ne pas faire de reventes à partir des contrats qui sont assujettis. Donc, non, il n'y aura pas de reventes. C'est un peu l'objectif, l'objectif même des ententes de modulation. C'est de dire : les contrats qui sont assujettis, l'énergie qui provient des contrats qui sont assujettis à l'entente de modulation, cette énergie-là est utilisée pendant l'hiver et accumulée dans un solde. Je vais le dire comme ça.
>
> Q. [128] O.K. Donc, je comprends que l'esprit de cette entente-là sera que sur ces contrats postpatrimoniaux assujettis à l'entente globale de modulation vous ne pourrez faire de reventes si vous étiez en situation encore de surplus importants? Quel que soit le solde que vous accumulez, vous ne pouvez pas faire de reventes?
>
> R. C'est au-delà de l'esprit de l'entente. C'est l'objectif de l'entente. L'objectif de l'entente c'est de prendre, j'essaie de le formuler peut-être de façon plus... L'objectif de l'entente c'est prendre de l'énergie des ententes, des contrats assujettis, donc des contrats éoliens, on va se contenter des contrats éoliens mettons pour les fins de l'exemple. Donc, c'est de prendre l'énergie qui est associée aux contrats éoliens et de l'utiliser ailleurs qu'au moment où elle est produite. Ce ailleurs-là c'est l'hiver. Et donc, c'est sûr que, comme il y a quelqu'un qui en prend livraison quand elle est produite et qui nous la livre ailleurs, le but n'est pas de faire de reventes, il n'y en a pas de reventes.
>
> (…)
>
> Q. [132] Et ce que je voudrais vous faire confirmer c'est quel que soit le solde que vous envisagiez au trente et un (31) décembre, vous ne ferez pas de reventes sur les surplus, entre guillemets, ou l'accumulation de solde qu'il y aurait dans cette entente-là de l'énergie et des contrats visés par cette entente-là?
>
> R. Oui. »

48. Nous considérons qu'il devrait s'agir de trois services/produits séparés :

- une renégociation de l'entente d'équilibrage éolien;

- un appel d'offres en puissance de 600 à 1 000 MW à terme (15 à 25% du 4 000 MW de capacité de production éolienne anticipée);

- des transactions intra-annuelles de vente et d'achat d'énergie;

49. La situation du Distributeur se prête à ce type de transactions. Il possède des surplus importants en période estivale pour de nombreuses années, période où les réseaux voisins sont en forte demande. Dans un tel contexte, le Distributeur pourrait très bien faire un appel d'offre pour de la revente de quantités importantes d'énergie sur une longue période;

50. Aussi, il a des besoins importants en puissance en hiver, quand les réseaux voisins sont en situation excédentaire en ce qui concerne la puissance. Dans un tel contexte, le Distributeur pourrait très bien faire un appel d'offre pour de l'achat de puissance modulé sur ses besoins anticipés;

51. En conclusion, nous suggérons que le Distributeur traite les besoins couverts par l'entente de modulation en « 3 services séparés » (appel d'offres pour la puissance, recours aux marchés de court terme pour la revente d'énergie et achat intra annuel lié à l'équilibrage de la production éolienne). De cette façon, plus d'un fournisseur pourrait participer ce qui serait à l'avantage de l'ensemble des consommateurs;

***Le Distributeur n'a pas rencontré son fardeau de preuve***

52. Le dépôt du plan d'approvisionnement doit se faire dans le cadre de l'article 72 de la Loi et selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*. En vertu, de l'article 1, 3e par., la Régie doit analyser les risques découlant des contrats que le Distributeur entend conclure ce qui comprend également, selon nous, une analyse de coûts;

53. La Régie dans le cadre du présent dossier a réitéré l'importance de pouvoir estimer les différents coûts associés aux stratégies proposées. Nous vous référons aux décisions suivantes :

- La décision D-2011-29, aux pages p. 7 et 8 :

- La décision D-2011-011, paragraphe 56 :

> « [22] En conséquence, ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, que celui-ci doit décrire dans le cadre du Plan et l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques. À cet égard, la Régie précise qu'elle considère important que le Distributeur soit explicite quant aux objectifs et stratégies qu'il privilégie, aux coûts et risques associés à ces stratégies et aux impacts de celles-ci sur les bilans en puissance et en énergie à l'horizon du Plan. »
>
> (Nos soulignés)

- La décision D-2011-64, p. 6 :

> « [12] En conséquence de ces constats et des extraits de décision précités, la Régie est d'avis que les coûts et revenus estimés associés aux achats de court terme et à la revente ainsi que les coûts estimés associés aux nouvelles stratégies d'approvisionnement doivent être fournis. Une estimation de ces coûts, de même que les coûts des moyens d'approvisionnement existants, permettent de comparer les stratégies

les unes par rapport aux autres et d'évaluer si le recours à certains moyens d'approvisionnement plutôt que d'autres devrait être favorisé. »

(Nos soulignés)

- La décision rendue le 1er juin 2011 dans le cadre de l'audience (notes sténographiques aux p.11 et p.12) :

« La Régie est cependant d'avis que le Distributeur n'a répondu que de façon partielle aux ordonnances de la Régie. En effet, certaines réponses demeurent incomplètes, notamment en ce qui a trait aux coûts estimés de l'entente globale de modulation.

Dans sa décision 2011-064, la Régie a ordonné au Distributeur de répondre aux questions de l'intervenante ayant trait à la quantification des coûts, des impacts et des risques des diverses stratégies proposées. La Régie réitère les directives et précisions, notamment énoncées aux paragraphes 44 et 56 de la décision D-2011-011, aux paragraphes 21 et 22 de la décision D-2011-029, et aux paragraphes 8 à 13 de la décision D-2011-064.

En particulier, en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie et de l'article 1 du Règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement, les caractéristiques des contrats ou ententes que le Distributeur entend conclure, doivent être fournies et examinées dans le cadre du Plan.

Entre autres, dans le cadre de l'entente globale de modulation en cours de négociation, la Régie rappelle qu'elle ne s'attend pas à des coûts exacts et définitifs, mais à des coûts estimés, à des formules de prix, à des bases d'établissement de ceux-ci ou à des références de prix pour juger de son acceptabilité.

Par ailleurs, la Régie ne retient pas la position du Distributeur selon laquelle la démonstration de la minimisation des coûts ne peut se faire que lors du déploiement de la stratégie présentée dans le Plan et qu'après la conclusion d'entente. »

(Nos soulignés)

54. Or, le Distributeur n'a pas évalué les coûts associés à la stratégie proposée quant à l'entente de modulation avec TCE (notes sténographiques du 6 juin 2011, p. 25);

55. Par ailleurs, pour ce qui est des coûts de l'entente de modulation, outre les précisions fournis par M. Zayat en présentation du panel et le « fameux » tableau 22.1 HQD-5, document 6, la Régie n'a pas d'autres éléments pour vérifier la justesse des stratégies proposées;

***Les besoins en puissance et le recours à l'appel d'offre***

56. Le Distributeur prévoit des besoins en puissance supérieurs à ce qui était prévu à l'état d'avancement 2009 et ce pour tous les hivers sur l'horizon du plan (HQD-1, doc.1 p.18) avec une demande plus importante autour de l'hiver 2015 (notes sténographiques du panel 2 du 2 juin 2011, p.15);

57. Pour répondre à cette nouvelle demande, le Distributeur devrait procéder par un appel d'offre long terme. C'est d'ailleurs ce qu'il prévoyait faire dans la stratégie du plan d'approvisionnement 2008-2017 (HQD-1, doc. 1 p. 8);

58. Il est d'ailleurs tenu de procéder par appel d'offre pour tout nouveau besoin d'approvisionnement (articles 74.1 et 74.2 de la Loi). Ce qui est clairement le cas avec la puissance recherchée :

- il s'agit d'un contrat requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois …sur la base du prix le plus bas;

- l'objectif visé devrait être d'offrir un traitement égal à « toutes les sources d'approvisionnement » en l'occurrence à tous les fournisseurs;

59. Le Distributeur tente d'intégrer ce nouvel approvisionnement à l'intérieur des services proposés par l'entente de modulation. C'est à tort, selon nous, que le Distributeur indique qu'il ne s'agit pas d'un nouvel approvisionnement. On parle de 15 à 25% de puissance supplémentaire qui ne provient pas des contrats éoliens mais à être fourni par le Producteur. En fait, le seul lien à faire avec l'énergie éolienne est le 15 %. Il est clair, selon nous, qu'il s'agit d'un tout nouveau produit. Nous vous référons aux notes sténo du 3 juin 2011 aux p. 212-213 :

> « [335] Au niveau du supplément de quinze pour cent (15 %), physiquement parlant est-ce que ça va être effectivement l'éolien qui va le fournir ou ça va être le Producteur qui va le fournir, comment physiquement le quinze pour cent (15 %) de puissance supplémentaire, d'où ça va provenir?
>
> R. Les quinze pour cent (15 %) supplémentaires, la capacité intrinsèque des éoliennes de répondre aux demandes hiver avec toutes les incertitudes que j'ai mentionnées est de trente pour cent (30 %). Donc, le quinze pour cent (15 %) ne peut pas provenir de là. Le quinze pour cent (15 %) il provient, il va provenir pour la composante puissance <u>des autres ressources du Producteur</u> et qui vont venir garantir l'énergie qui est transférée de l'été à l'hiver des éoliennes. Donc, on a parlé du service de modulation, énergie répartie sur toute l'année en moyenne qui donne trente-cinq pour cent (35 %), un certain profil mensuel horaire. Ce qu'on prend c'est l'énergie d'été on la ramène en hiver, puis on dit pour la garantir il va y avoir <u>des équipements du Producteur</u> qui vont venir nous garantir cette présence-là.
>
> Q. [336] <u>Donc, ça va venir du Producteur, c'est ce que je comprends</u>?
>
> R. <u>Oui</u>. »
>
> (Nos soulignés)

60. Nous supportons la position exprimée par l' AQCIE et le CIFQ à l'effet que le Distributeur devrait lancer dès maintenant un appel d'offres pour combler ses besoins en puissance pour l'hiver 2015-2016 ainsi que pour les années subséquentes. L'AQCIE et le CIFQ mentionnent aux pages 2 et 3 de leurs observations :

> « Le Distributeur propose à la Régie de ne lancer qu'à la dernière minute un appel d'offres pour combler ses besoins en puissance pour l'hiver 2015-2016. Le Distributeur allègue qu'il a peu d'avantages à lancer un appel d'offres comportant un long délai entre l'octroi des contrats et le début des premières livraisons.

Cette approche est contraire aux règles de libre marché, limite le développement du marché québécois et, s'il en résulte une hausse de coûts d'approvisionnement, est néfaste pour les consommateurs.

La problématique à laquelle fait face le Distributeur n'est pas unique. Elle est partagée par l'ensemble des distributeurs faisant appel au marché pour combler leurs besoins.

Récemment, la même question s'est posée dans le périmètre de PJM, pour l'acquisition par voie d'appel d'offres de produits de capacité. PJM a heureusement fait, à dessein, le choix opposé à celui du Distributeur. Nous joignons copie de la décision rendue le 8 février 2011 par la United States Court of Appeals for the district of Columbia Circuit dans l'affaire Maryland PSC & New Jersey Bd. of Public Utilities, v. FERC, U.S.C.A., dont nous soulignons les passages qui suivent :

> -"The Commission anticipated concerns about the suppliers' market power and adopted three measures to mitigate this market power. […] And third, what is most relevant to this petition, the RPM encourages the entry of new suppliers into the market with auctions that set rates three years in advance of delivery. For example, the May 2008 auction set the rate for the delivery year beginning in May 2011. This lag time allows competition from new suppliers that lack the capacity to deliver electricity now but could develop that capacity within three years of winning a bid. (page 3)
>
> (…)
>
> The PJM's independent report found that the RPM spurred an unprecedented amount of potential new resources—including approximately 33,000 MW of new generation projects—and that reliability had been increased to meet the PJM's target levels." (page 5) »

Si les fournisseurs québécois, membres ou non de l'AQCIE et du CIFQ, considèrent créer de nouvelles installations, ou optimiser les installations existantes par des investissements générateurs de bénéfices, la période de temps dont il est fait état plus haut est absolument nécessaire.

L'AQCIE et le CIFQ soumettent à la Régie que cette dernière devrait, pour les mêmes motifs, prendre acte de cet enseignement et l'appliquer au marché québécois. C'est à cette condition que les fournisseurs actuels et potentiels pourront offrir le produit de puissance requis au meilleur coût possible. »

(Nos soulignés)

## 5. RECOMMANDATIONS FINALES

61. À la lumière de la situation actuelle, le Distributeur doit être proactif dans la gestion de ses approvisionnements compte tenu de l'importance de son portefeuille de contrats de produits énergétiques; (Voir le témoignage d'UC du 14 juin 2011, p. 30)

62. Compte tenu de l'importance des surplus et des besoins à gérer, le Distributeur doit développer une expertise égale ou supérieur à celle de son affilié HQP. Bien que ce ne soit pas son rôle premier, le Distributeur a l'obligation d'optimiser sa gestion des approvisionnements afin de s'approvisionner au meilleur coût

possible. Il doit réduire son coût total d'approvisionnement et ce, au bénéfice de tous ses clients;

63. Dans ce contexte, la Régie ne devrait pas approuver les stratégies proposées par le Distributeur et donner un message clair qu'il y a lieu pour le Distributeur d'opter pour une approche de gestion optimisée de ses approvisionnements postpatrimoniaux.

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

Montréal, le 28 juin 2011

*(S) Gowling Lafleur Henderson*

**GOWLING LAFLEUR HENDERSON, S.E.N.C.R.L., s.r.l.**
Procureurs de l'intervenante **BROOKFIELD**