R-3748-2010

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 DU DISTRIBUTEUR

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond

19 avril 2011

UNION DES MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC

YHC ENVIRONNEMENT

Table des matières

Sommaire et recommandations....3

1. Mandat....16

2. Mise en situation....16

3. Contexte du Plan d'approvisionnement et suivi....17

4. Prévision de la demande....19

4.1. Présentation du scénario moyen....19

4.2. Aléas de la demande....19

5. Puissance....21

5.1. Critère de fiabilité en puissance....21

5.2. Tous les moyens sont bons....24

5.3. Démonstration du respect du critère de fiabilité en puissance et taux de réserve requise....26

5.4. Fiabilité en puissance de l'électricité patrimoniale....99

5.5. Besoins en puissance....105

6. Énergie....108

6.1. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur....110

6.2. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur....117

Annexe 1....118

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») et nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie ») pour qu'elle les transmette au Distributeur. Pour chaque recommandation qui implique des changements aux façons de faire du Distributeur, nous indiquons entre parenthèses l'échéance que nous recommandons pour leur mise en place.

A. Prévision de la demande

1. Nous sommes en accord avec la présentation du scénario moyen de la demande faite par le Distributeur.

2. Nous recommandons que les scénarios d'encadrement de la demande soient bâtis à partir d'une simulation Monte Carlo qui intégrerait les distributions de probabilité de toutes les variables économiques, démographiques et énergétiques qui affectent la demande d'électricité au Québec. Une telle simulation produirait une distribution de probabilité de l'aléa sur la prévision de la demande en fonction des paramètres économiques, démographiques et énergétiques. Cette distribution pourrait ensuite être utilisée par les divers modèles utilisés par le Distributeur pour établir ses stratégies et démontrer le respect de ses critères de fiabilité. (Prochain Plan)

B. Fiabilité en puissance

3. Nous sommes en accord avec le critère de fiabilité retenu par le NPCC, ce critère étant d'ailleurs retenu par la majorité des réseaux en Amérique du Nord.

4. Le Distributeur devrait adopter l'approche stochastique chronologique bien connue et décrite à l'annexe 1 pour la représentation de l'aléa climatique de la demande dans ses évaluations de la fiabilité en puissance. (Prochaine revue triennale)

5. Le Distributeur doit préciser si les taux d'entretien utilisés dans le présent dossier sont les mêmes que ceux utilisés dans la Revue triennale 2008 ou non. (Le présent dossier)

6. Afin de disposer des meilleures informations dans ses démonstrations de fiabilité en puissance, Le Distributeur doit utiliser des taux de maintenance mis à jour à toutes les revues triennales de démonstration de sa fiabilité. De plus, les taux prévus doivent être basés sur les prévisions des producteurs pour chaque année prévisionnelle (incluant les effets des objectifs d'amélioration) et non sur des historiques. (Prochaine revue triennale)

7. Des hypothèses réalistes doivent aussi être utilisées pour déterminer les taux d'entretien prévus des nouvelles centrales, tenant compte des besoins d'entretien particuliers pouvant survenir pendant les années de rodage. (Prochaine revue triennale)

8. Le Distributeur doit préciser si les centrales qui ont des entretiens dans les mois de décembre, janvier et février sont celles du complexe Beauharnois – Les Cèdres, sinon il doit préciser quelles sont ces centrales et ce, pour chaque année de l'horizon du Plan d'approvisionnement. (Le présent dossier)

9. Le Distributeur doit considérer qu'il n'y a aucun entretien lors des mois de décembre, janvier et février puisque ceux pris en compte actuellement ne considèrent que la centrale Beauharnois et que ceux-ci doivent être considérés plutôt dans le calcul des restrictions. (Prochaine revue triennale)

10. Le Distributeur doit préciser si les taux de pannes utilisés dans le présent dossier sont les mêmes que ceux utilisés dans la Revue triennale 2008 ou non. (Le présent dossier)

11. Le Distributeur doit utiliser des taux de pannes mis à jour à tous les trois ans. De plus, les taux prévus doivent être basés sur les historiques des 5 dernières années. (Prochaine revue triennale)

12. Des hypothèses réalistes doivent aussi être utilisées pour déterminer les taux de pannes prévus des nouvelles centrales, tenant compte des événements particuliers pouvant survenir pendant les années de rodage. (Prochaine revue triennale)

13. Nous recommandons que le Distributeur adopte l'approche stochastique chronologique bien connue et décrite à l'annexe 1 pour une meilleure prise en compte de la dépendance chronologique des pannes des groupes turbines-alternateurs. (Prochaine revue triennale)

14. Nous recommandons d'intégrer la centrale TCE dans l'évaluation de fiabilité de la même façon que devrait être intégrée une centrale du Producteur. En attendant d'avoir suffisamment de données d'exploitation pour cette centrale, un taux de panne de 10% est acceptable à moins que le contrat avec TCE ne comporte une garantie différente. (Prochaine revue triennale)

15. Aussi, l'évaluation de fiabilité doit tenir compte des contraintes d'utilisation des centrales thermoélectriques de pointe comme le délai d'appel et les contraintes en termes d'heures minimales d'utilisation consécutives et d'heures minimales entre deux appels. (Prochaine revue triennale)

16. Nous recommandons que le Distributeur adopte l'approche stochastique chronologique bien connue et décrite à l'annexe 1 pour une meilleure prise en compte de la restriction hydraulique due à la couverture de glace à la centrale Beauharnois. Cette approche doit être utilisée avec la mise à jour des données sur l'historique 1971-2010 en concordance avec l'historique sur la climatologie affectant la demande. (Prochaine revue triennale)

17. Nous recommandons que, à l'instar de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur, les études de contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec le Producteur soient réalisées le plus tôt possible et que d'ici là, le Distributeur utilise une contribution en puissance de 30% pour cette production dans les démonstrations de fiabilité. (Prochaine revue triennale)

18. Le Distributeur doit poursuivre ses études afin d'améliorer la validité des séries chronologiques de production éolienne. Il doit explorer des avenues portant sur le perfectionnement des séries produites par la société Hélimax Énergie Inc., soit en revoyant l'approche prise par cette société ou encore en examinant d'autres pointes en plus des 14 pointes historiques déjà considérées. Une méthode combinée qui rassemblerait les forces des deux approches pourrait aussi être considérée. (Prochaine revue triennale)

19. Les données réelles les plus à jour des parcs éoliens déjà en exploitation (autant ceux sous contrat avec le Producteur que ceux sous contrat avec le Distributeur) doivent être utilisées dans le cadre de cet exercice. (Prochaine revue triennale)

20. Tel que recommandé plus haut pour les simulations chronologiques de la demande, la mise à jour des simulations horaires chronologiques de la production éolienne devrait se faire à chaque année en ajoutant notamment les précieuses informations provenant des productions réelles des parcs en exploitation. (Prochaine revue triennale)

21. Nous recommandons d'intégrer dans une analyse comme celle décrite à la figure 1 de l'annexe 1 un sous-modèle Éolien. Un tel sous-modèle serait traité d'une façon semblable au sous-modèle « Beauharnois ice cover uncertainties » qui, dans la figure, est relié au sous-modèle « Climatic uncertainties » par une ligne pointillée représentant une corrélation entre les deux. Le sous-modèle Éolien contiendrait les séries décrites plus haut qui pourraient être corrélées aves les séries climatiques de la demande en les soustrayant simplement. Cette opération ne doit même pas être refaite à chaque exécution du modèle mais seulement lorsqu'une des séries est modifiée, soit idéalement une fois l'an. (Prochaine revue triennale)

22. Nous recommandons que le Distributeur, avant ou après avoir intégré la production éolienne dans un modèle intégré de fiabilité, réalise une étude de fiabilité pour chaque année de l'horizon du Plan et ce, en utilisant les séries chronologiques des parcs éoliens en exploitation et prévus pour chacune de ces années. Pour les parcs non déjà étudiés, nous recommandons que le Distributeur obtienne les séries

chronologiques nécessaires le plus tôt possible. (Prochaine revue triennale)

23. Nous recommandons que le Distributeur intègre, dans l'évaluation de fiabilité en puissance, un moyen de gestion pour l'électricité interruptible dans une analyse comme celle décrite à l'annexe 1 (section 6). (Prochaine revue triennale)

24. Dès qu'il aura reçu les études du Transporteur établissant une relation entre les importations en provenance du Nouveau-Brunswick et la production éolienne de la Gaspésie, nous recommandons que le Distributeur utilise cette relation dans une analyse de fiabilité en puissance comme celle décrite à la figure 1 de l'annexe 1 en y intégrant un sous-modèle « Nouveau-Brunswick » disponible comme moyen de gestion. Un tel sous-modèle serait relié au sous-modèle « Éolien » par une ligne pointillée représentant une corrélation entre les deux. (Prochain Plan)

25. Nous recommandons que la centrale des Churchill Falls soit modélisée comme une centrale (en déduisant la charge à laquelle CF(L)Co a droit) comme c'est le cas des autres centrales du Producteur, et en considérant l'historique à jour des 5 dernières années pour établir les aléas sur le taux de pannes. (Prochaine revue triennale)

26. Nous sommes d'accord que le Distributeur devrait ajuster le taux de réserve théorique pour les soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques dès que des données réelles deviendront disponibles. (Prochain Plan)

27. Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur une démonstration, à l'aide de son modèle de fiabilité en puissance, du caractère nécessaire et suffisant du critère de conception du réseau de transport et qu'il indique le nombre d'heures de défaillance au cours des quatre prochains hivers entraîné par ce critère. (Prochain avancement du Plan)

28. Nous recommandons que le Distributeur utilise un modèle de simulation chronologique Monte Carlo pour effectuer ses évaluations de fiabilité en puissance. Un modèle comme celui présenté en annexe 1 ou comme FEPMC avec les fonctionnalités et intrants appropriés en sont de bons exemples. Peu importe le modèle, les recommandations de la section 5.3 sur les hypothèses à utiliser doivent être appliquées. (Prochaine revue triennale)

29. Nous recommandons que le Distributeur refasse l'étude pour déterminer la réserve requise de l'électricité patrimoniale avec un modèle comme celui recommandé à la section 5.3.14 et avec des intrants à jour. Les résultats de cette étude doivent être déposés lors de l'État d'avancement de 2011 du Plan et le Distributeur doit déposer les hypothèses de l'étude et une description du modèle qui aura été utilisé. Ensuite, refaire cet exercice à tous les ans. (Prochain état d'avancement du Plan)

30. Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur que les démonstrations de fiabilité en puissance déposées par le Producteur à chaque année dans le cadre du suivi administratif exigé par la Régie dans la décision D-2005-178 portent sur les 4 prochaines années et non sur la première année seulement.

C. Besoins et stratégies en puissance

31. Le Distributeur ne doit écarter aucun moyen qu'il pourrait avoir à sa disposition. Bien sûr, il doit le faire en considérant leurs distributions de probabilités et leurs contraintes. Omettre des moyens peut mener à du suréquipement coûteux pour la clientèle. Ils doivent tous être inclus avec leur valeur intrinsèque propre. (Prochaine revue triennale)

32. Tous les moyens doivent être considérés même s'ils ne sont pas garantis à la pointe annuelle. Il suffit de connaître de façon raisonnable les probabilités de réalisation des divers niveaux de chaque moyen. (Prochaine revue triennale)

33. Nous sommes d'accord avec le Distributeur que le potentiel d'électricité interruptible peut être accru.

34. Le Distributeur doit continuer à déployer les efforts pour augmenter le potentiel d'électricité interruptible auprès des clients grande puissance et moyenne puissance et ce, avant de procéder à tout appel d'offres pour des moyens additionnels en puissance. (Prochain Plan)

35. Nous recommandons que, tant que le Distributeur n'aura pas obtenu les études démontrant que les importations en provenance du Nouveau-Brunswick seraient limitées, il inscrive à son bilan de puissance une valeur conservatrice de 500 MW d'achats à court terme potentiels en provenance de ce réseau. (Le présent Plan)

36. Nous recommandons que, dès que le projet de nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre sera probable, le Distributeur intègre une quantité de contribution en puissance de ce marché à court terme en provenance de cette interconnexion. (Le plus tôt possible)

37. Nous recommandons que la Régie obtienne du Distributeur les résultats des tests servant à vérifier la fiabilité des livraisons provenant de l'Ontario. (Le présent Plan)

38. Nous recommandons que le Distributeur effectue des démarches, des études et des essais avec le réseau de l'Ontario afin de pouvoir accéder à des importations en puissance en provenance de ce marché et qu'il fournisse les résultats à la Régie avant de procéder à de nouveaux appels d'offres pour des approvisionnements en puissance. D'ici là, nous recommandons qu'une quantité de 400 MW soit inscrite au bilan de puissance du Distributeur comme moyen de gestion en provenance de l'Ontario. (Le présent Plan)

39. Nous sommes d'accord qu'une puissance de 1400 MW soit incluse dans le bilan de puissance du Distributeur à compter de 2015-2016 (et avant si requis) comme moyen de gestion en provenance du Producteur dans les contrats de base et cyclable. Toutefois, nous recommandons que cette inclusion ne soit pas assortie d'une condition qui affecterait l'accès à d'autres marchés à court terme. (Le présent Plan)

40. Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de revoir sa politique de réservation des achats à court terme et de fournir des justifications de coûts vs les risques lorsqu'il procède à de telles transactions. (Dès maintenant)

41. Nous sommes d'accord que le moyen d'appel au public doit être utilisé en dernier recours et avec parcimonie et qu'une utilisation répétée peut en réduire l'efficacité.

42. Toutefois, nous ne sommes pas en accord que le moyen ne peut pas être pris en compte dans la planification des moyens, sous prétexte

que son effet sur la demande est imprévisible et incertain. Ce caractère imprévisible et incertain est vrai pour tous les éléments de l'offre et la demande, notamment la demande elle-même, les économies d'énergie, la disponibilité des groupes turbines-alternateurs, la production éolienne, etc. Il s'agit simplement de bien représenter les variations aléatoires de ces phénomènes et l'appel au public ne devrait pas faire exception**.** (Le présent Plan)

43. Nous recommandons dès maintenant, en attendant que le Distributeur ne complète ses analyses sur le LAD et le PTHJ, qu'il inscrive comme moyen de gestion dans son bilan de puissance, le plus tard possible dans la liste de moyens, un appel au public de l'ordre de 700 MW. Ce moyen doit être considéré avec ses incertitudes et ses contraintes d'utilisation, notamment sur le nombre d'appels par année qui devrait, pour l'instant, être limité à six. (Le présent Plan)

44. Nous recommandons que, lors de toute demande d'intégration de la production éolienne faite au Transporteur par le Distributeur, la Régie demande au Distributeur de déposer une démonstration de la quantité optimale à transporter en utilisant un modèle approprié de fiabilité en puissance. (Lors de toute demande)

45. L'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial ne correspond pas à l'intention exprimée dans le Décret et, par conséquent, devrait être révisée. (Prochain Plan)

46. Suite à nos recommandations, le bilan de puissance du Distributeur ne nécessiterait pas de puissance additionnelle pour l'horizon du Plan. Par conséquent, il est peu probable que le Distributeur doive lancer un

appel d'offres au plus tard en 2013 comme il le propose. (Le présent Plan)

D. Fiabilité énergétique

47. Nous sommes d'accord avec le critère de fiabilité en énergie du Distributeur et, en cette période de surplus, nous sommes satisfaits de la démonstration de son respect faite par le Distributeur.

48. La Régie doit exiger du Distributeur une démonstration de la fiabilité énergétique du Producteur avec des données à jour. (Le présent Plan)

49. Nous recommandons que le Distributeur tienne compte des changements climatiques selon les résultats de l'IREQ et du consortium Ouranos dans la prévision des déficits d'apports correspondant aux probabilités de déplacement de 2% pour 2 et 4 ans. (Prochain Plan)

50. Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'il fournisse, dès le prochain dépôt, une démonstration du critère de fiabilité énergétique du Producteur qui prend en compte le phénomène selon lequel le stock énergétique perd de son efficacité lorsqu'il atteint des niveaux très bas. (Prochain dépôt)

E. Besoins et stratégies en énergie

51. Nous recommandons que le Distributeur présente à la Régie une méthode afin de gérer avec optimalité et robustesse ses sources d'approvisionnement de façon économique et sécuritaire en tout temps.

F. Fréquence de mise à jour des intrants du Plan

52. La mise à jour des simulations horaires chronologiques de la demande devrait se faire à chaque Plan dans un contexte de changements climatiques et selon la recommandation d'Ouranos. (Prochain Plan).

G. Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité

Le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* devrait exiger auprès du Distributeur le dépôt des informations suivantes à chaque Plan :

53. Les taux d'entretien mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan (pour les mois de novembre à mars) et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance;

54. Les taux de pannes mensuels réels par centrale pour les 5 dernières années de l'historique et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance;

55. Les taux de pannes mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance;

56. Les FPMC à jour de toutes les centrales du Producteur (et Churchill Falls), incluant ceux des nouvelles centrales mises en service depuis le dernier dépôt, de même que les valeurs historiques annuelles qui ont servi à leur détermination;

57. Les volumes annuels moyens des apports naturels de toutes les centrales du Producteur (et Churchill Falls) basés sur l'historique de 1943 jusqu'à l'année précédant l'émission du Plan;

58. Un tableau fournissant l'énergie produite annuellement par les centrales du Producteur (en y ajoutant Churchill Falls) selon le format déposé dans le dossier R-3526-2004;

59. Un graphique montrant les écarts énergétiques annuels du parc total hydraulique d'Hydro-Québec Production et Churchill Falls entre 1943 et l'année précédant l'émission du Plan selon le format déposé en réponse à une demande de renseignements de l'UMQ;

60. Un tableau montrant les données numériques correspondant au graphique précédent, selon le format déposé en réponse à une demande de renseignements de l'UMQ;

61. Une mise à jour des déficits d'apports correspondant aux scénarios dont la probabilité de dépassement est de 2% sur deux ans et de 2% sur quatre ans, selon le niveau de détail fourni suite à des demandes de renseignements de l'UMQ;

62. Un tableau montrant les stocks maximaux des grands réservoirs d'Hydro-Québec, selon le format déposé dans le dossier R-3648-2007;

63. Les bilans d'énergie du Producteur qui expliquent le stock énergétique au 1er mai des 4 années suivantes, selon le format déposé dans le dossier R-3526-2004;

1. Mandat

L'Union des Municipalités du Québec (« l'UMQ ») nous a donné le mandat de produire un rapport dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-3748-2010. De façon générale, l'UMQ nous demande de vérifier si le Plan présente une solution optimale pour l'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on doit vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle aux besoins que le Distributeur doit rencontrer.

De façon particulière, l'UMQ nous demande de nous prononcer sur tous les éléments du Plan mais en mettant l'emphase sur les méthodes d'évaluation et de démonstration de la fiabilité en puissance et en énergie et sur les stratégies mises de l'avant par le Distributeur dans la gestion optimale de la puissance et de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'UMQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

2. Mise en situation

Afin de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois, le Distributeur doit, en vertu de l'article 72 de la Loi, préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques

des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois.

Le Distributeur a soumis à la Régie son Plan d'approvisionnement 2011-2020 suivant les exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (décret 925-2001) ainsi que du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* publié par la Régie le 11 juin 2010.

3. Contexte du Plan d'approvisionnement et suivi

Les besoins en énergie du Distributeur ont connu une forte diminution par rapport au Plan 2008-2017. Sur l'horizon 2011-2017, la diminution cumulative des besoins prévus se chiffre à 43 TWh, une situation qui représente un défi important pour le Distributeur. Les principaux éléments qui expliquent cette baisse sont la diminution de l'activité industrielle notamment dans le secteur des pâtes et papiers, le rehaussement de l'objectif des économies d'énergie à l'horizon post 2015 et l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale conformément à la loi 100.

En 2020, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,4 TWh. Cela représente une augmentation de 12,6 TWh sur la période 2010-2010, soit un taux annuel moyen de croissance de 0,7 %. Comparativement à la croissance observée sur la période de 2000-2010, cela représente un net ralentissement alors que le taux moyen annuel d'augmentation était alors de 1,1%. En puissance, le taux annuel moyen de croissance prévu est de 1,0 % sur la période 2010-2020.

À ce jour, en plus de l'électricité patrimoniale, le Distributeur dispose de 36 contrats d'approvisionnement de long terme pour plus de 4 000 MW de puissance installée. Le bilan d'énergie fait toutefois état d'importants surplus d'énergie, notamment de 2012 à 2016. La stratégie élaborée par le Distributeur doit chercher à rétablir l'équilibre offre-demande, tout en minimisant les

transactions sur les marchés de court terme et ce, dans une perspective continue d'accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur.

Le Distributeur doit prendre des mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée afin d'avoir une plus grande assurance qu'il puisse être ramené à zéro avant l'échéance des conventions avec le Producteur.

Quant au bilan de puissance, il fait état de besoins excédant la contribution des marchés de court terme, dès l'hiver 2012-2013, selon le Distributeur.

La stratégie envisagée par le Distributeur doit donc fournir puissance et énergie en hiver, sans générer de surplus additionnels en énergie le reste de l'année. Conséquemment, pour les premières années du Plan, la stratégie d'approvisionnement du Distributeur mise sur le déploiement de trois moyens additionnels :

- La modulation des livraisons de la centrale de TCE;
- La mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée;
- La négociation d'une entente globale de modulation avec le Producteur.

Sur l'horizon du Plan, aucun appel d'offres de long terme n'est requis pour acquérir de nouveaux approvisionnements comportant des livraisons en base. Par contre, le bilan en puissance montre, selon le Distributeur, des besoins pour lesquels de nouveaux approvisionnements sont requis à partir de l'horizon 2015-2016. Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégie, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation, puis l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins et, finalement, il projette de lancer un appel d'offres au plus tard en 2013 en vue de nouveaux moyens à partir de l'hiver 2015-2016.

4. Prévision de la demande

4.1. Présentation du scénario moyen

La présentation du scénario moyen est assortie de nombreuses informations pertinentes et nous laisserons à d'autres intervenants le soin de l'analyser.

On observe toutefois que la prévision de la demande à la pointe annuelle de l'hiver 2010-2011 était assez précise. En effet, la prévision du Plan date d'août 2010 et se situait à 36 625 MW[1]. La prévision a été revue à la hausse en novembre 2010 à 36 851 MW[2]. La demande réelle normalisée préliminaire se situe à 37 070 MW[3], soit très près de la prévision de novembre 2010.

Nous sommes en accord avec la présentation du scénario moyen de la demande faite par le Distributeur.

4.2. Aléas de la demande

Pour nous, la variabilité des scénarios de la demande est plus importante que la prévision moyenne elle-même. On sait que la prévision moyenne ne se produira pas parfaitement mais que la réalité se retrouvera entre certaines bornes répondant à des distributions statistiques qui seront utilisées dans les outils de planification du Distributeur.

Le Distributeur base l'éventail de ses prévisions sur des variables démographiques, économiques et énergétiques qui comportent des incertitudes[4].

[1] HQD-1, document 1, page 17, tableau 2.1-4.
[2] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeD_SuiviD2008-133_07dec10.pdf .
[3] HQD-4, document 9, page 8, réponse 4.1.
[4] HQD-1, document 2, annexe 2B, page 86, tableaux 2B-1 et 2B-2.

Nous croyons que le Distributeur pourrait procéder à des simulations Monte Carlo pour regrouper toutes les variables dans une distribution globale. Le Distributeur commente toutefois :

> « *L'estimation de l'aléa prévisionnel à l'aide des modèles technico-économiques serait un exercice ardu en raison du grand nombre d'équations, de paramètres et de variables explicatives contenus dans ces modèles. De plus, une simulation de type Monte-Carlo de la demande des différents secteurs de consommation à l'aide des modèles technico-économiques, et éventuellement la combinaison de leurs résultats, pose de sérieuses difficultés quant à la corrélation à retenir entre les nombreuses variables explicatives à générer requises par ces modèles.* »[5] (Nous soulignons)

Or, nous démontrerons plus bas, pour d'autres applications, que la simulation Monte Carlo peut très bien prendre en compte la corrélation entre les variables. **Par conséquent, nous recommandons que, lors du prochain Plan, les scénarios d'encadrement de la demande soient bâtis à partir d'une simulation Monte Carlo qui intégrerait les distributions de probabilité de toutes les variables économiques, démographiques et énergétiques qui affectent la demande d'électricité au Québec. Une telle simulation produirait une distribution de probabilité de l'aléa sur la prévision de la demande en fonction des paramètres économiques, démographiques et énergétiques. Cette distribution pourrait ensuite être utilisée par les divers modèles utilisés par le Distributeur pour établir ses stratégies et démontrer le respect de ses critères de fiabilité.**

[5] R-3648-2007, HQD-3, document 2, page 42, réponse Q. 55.

5. Puissance

5.1. Critère de fiabilité en puissance

Le Northeast Power Coordinating Council (« NPCC ») est un organisme à but non lucratif établi dans l'état de New York. Il est responsable de promouvoir et d'améliorer la fiabilité du réseau de transport international interconnecté du nord-est de l'Amérique du Nord et des réseaux qui le composent dont celui du Québec.

Le NPCC définit ainsi le critère selon lequel les réseaux doivent être planifiés :

> « *The probability (or risk) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, not more than one day in ten years as determined by studies conducted for each Resource Planning and Planning Coordinator Area. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of **load** expectation (LOLE) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Planning Coordinator Areas, transmission transfer capabilities, and capacity and/or **load** relief from available operating procedures.* »[6]

Le Distributeur interprète ainsi son engagement envers le critère du NPCC :

> « *Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve suffisante pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de ses ressources. À*

[6] http://www.npcc.org/documents/regStandards/Directories.aspx , Directory 1 Design and Operation of the BPS , pages 9 et 10, section 5.2.

cet effet, le Distributeur a la responsabilité de démontrer à la Régie qu'il possède suffisamment de ressources pour répondre aux besoins à satisfaire. Il doit aussi rendre compte auprès du «Northeast Power Coordinating Council» (NPCC) de la fiabilité de l'alimentation de la zone de réglage du Québec.

Pour respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, la probabilité de perte de charge dans une zone de réglage ne doit pas excéder une fois par dix ans, ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année.

Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques des moyens de production déployés par le Distributeur. »[7]

Nous sommes en accord avec ce critère qui est d'ailleurs retenu par la majorité des réseaux en Amérique du Nord.

On doit maintenant assumer pleinement la signification de ce critère. Même si on ne le souhaite pas, on peut s'attendre, sur une période de 10 ans, à avoir 24 heures de défaillance pendant lesquelles le contrôleur du réseau devra procéder à un délestage cyclique, affectant habituellement la clientèle 15 minutes à la fois. Le critère ne signifie toutefois pas que chaque client sera affecté pendant 24 heures mais seulement une petite partie de la clientèle et pas nécessairement toujours les mêmes clients :

[7] HQD-1, document 1, pages 34 et 35.

> *« Le calcul ne vise pas les pertes de charge totale à l'échelle de la province. Un seul MW de charge délestée est considéré comme une occurrence et est inclus dans la probabilité de délestage.* »[8]

Mais le Distributeur et la clientèle doivent assumer une telle situation. La tentation de se suréquiper peut être naturelle mais elle entraîne des coûts non nécessaires pour la clientèle qui, en principe, doit accepter la défaillance intrinsèque au critère. Par exemple, si le Distributeur omet de considérer des moyens à sa disposition qui auraient un effet favorable sur sa fiabilité ou utilise des prévisions trop conservatrices de certains éléments, il entraîne un suréquipement coûteux. À l'opposé, s'il ne considère pas correctement la nature et le degré des aléas auxquels il doit faire face, il peut sous-estimer ses risques et affecter la sécurité d'alimentation d'électricité auprès de sa clientèle. Ce sont les préoccupations qui seront analysées dans la suite de ce chapitre.

À titre d'indication, même si on ne le souhaite pas, on pourrait s'attendre à ce que le réseau d'Hydro-Québec ait subi dans le passé des défaillances par manque de ressources. Or, le Distributeur indique qu'il n'a subi aucune telle défaillance :

> *« Historiquement le Québec n'a jamais été délesté par suite d'un manque de ressources disponibles. Le recours à un partage de réserve et des appels au public pour réduire la demande ont déjà été utilisés mais toujours dans le cadre du respect volontaire du critère du NPCC.* »[9] (Nous soulignons)

Cette citation date de 2008 mais, à notre connaissance, il n'y eut aucune défaillance non plus depuis. Suite à ce constat comme toile de fond, les sections

[8] R-3648-2007, HQD-3, document 2, page 14, réponse Q. 14.
[9] R-3648-2007, HQD-3, document 2, page 14, réponse Q. 14.

suivantes serviront à analyser l'évaluation faite par le Distributeur de la fiabilité en puissance de l'alimentation des besoins sous sa juridiction.

5.2. Tous les moyens sont bons

Tous les moyens doivent être considérés même s'ils ne sont pas nécessairement garantis à 100% à la seule heure de pointe. Le critère de fiabilité ne porte pas uniquement sur l'heure de pointe annuelle mais bien sur toutes les heures d'une année.

De toute façon, sans vouloir être alarmistes inutilement, nous pouvons affirmer qu'aucun moyen n'est garanti parfaitement. Théoriquement, tous les groupes turbines-alternateurs ont une probabilité non nulle de tomber en panne ou de refuser de démarrer, une partie des économies d'énergie peut ne pas être au rendez-vous, la production éolienne peut être nulle, un appel au public pourrait ne rien donner et les réseaux voisins pourraient ne pouvoir fournir aucune puissance lorsque requis. Pourtant, comme on le verra plus bas, le Distributeur considère certains de ces moyens et en ignore d'autres.

Le Distributeur doit compter sur tous les moyens à sa disposition. Bien sûr, il doit le faire en considérant leurs distributions de probabilités et leurs contraintes. Omettre des moyens peut mener à du suréquipement coûteux pour la clientèle. Ils doivent tous être inclus avec leur valeur intrinsèque propre.

Il est donc très important de bien évaluer le respect du critère de fiabilité en puissance en utilisant les meilleures méthodes disponibles et en comptant tous les moyens de gestion auxquels le Distributeur peut avoir recours, incluant notamment les moyens de partage de réserve et d'appel au public :

> *« Historiquement le Québec n'a jamais été délesté par suite d'un manque de ressources disponibles. Le recours à un partage de*

> *réserve et des appels au public pour réduire la demande ont déjà été utilisés mais toujours dans le cadre du respect volontaire du critère du NPCC.* »[10] (Nous soulignons)

Nous y reviendrons plus bas.

Nous ne souscrivons donc pas à l'obligation de garantie que s'impose parfois par le Distributeur, par exemple :

> *« Le Distributeur n'a pas colligé l'information demandée par l'intervenant puisque les nouveaux approvisionnements en puissance doivent être disponibles à la pointe annuelle.* »[11]

Parfois, le Distributeur considère quand même certains moyens même si, selon lui, ils ne sont pas garantis. Par exemple :

> *« Lorsque le Distributeur soumet à la Régie des prévisions énergétiques associées à ses programmes et mesures, que ce soit en énergie ou en puissance, c'est qu'il dispose d'une assurance raisonnable quant à la probabilité qu'elles se concrétisent. Le Distributeur ne peut fournir de garantie de résultat, en particulier pour les mesures qui ne sont pas sous son contrôle direct.* »[12] (Nous soulignons)

et :

> *« Le Distributeur n'a effectivement aucune garantie que la puissance associée aux rappels, au-delà des 400 MW garantis, pourra être disponible. Toutefois, le Distributeur sera informé de la décision du Producteur suffisamment à l'avance avant chaque hiver*

[10] R-3648-2007, HQD-3, document 2, page 14, réponse Q. 14.
[11] HQD-4, document 9, page 21, réponse 13.1.
[12] HQD-4, document 2, page 18, réponse 7 e.

pour pouvoir déployer une stratégie alternative. La section 4.4.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 fait état de la stratégie du Distributeur pour gérer ce risque. »[13] (Nous soulignons)

Tous les moyens doivent être considérés même s'ils ne sont pas garantis à la pointe annuelle. Il suffit de connaître de façon raisonnable les probabilités de réalisation des divers niveaux de chaque moyen.

5.3. Démonstration du respect du critère de fiabilité en puissance et taux de réserve requise

Une fois le critère de fiabilité accepté par tous les intervenants, une évaluation imprécise de la fiabilité en puissance peut entraîner, dans un sens, une sécurité d'alimentation insuffisante par rapport au critère convenu ou, dans l'autre sens, des coûts non justifiés pour la clientèle.

Pour obtenir l'évaluation la plus précise possible de la fiabilité en puissance d'un système de production et de transport d'électricité, plusieurs principes de base doivent être respectés, tel que décrit dans un document d'Hydro-Québec[14] qu'on reproduit en annexe 1. Il n'est pas possible de se prononcer sur la validité de l'exercice de démonstration de fiabilité du Distributeur sans analyser en détail le respect de ces principes.

Voici certains de ces principes documentés en annexe 1 et provenant aussi de notre expérience :

1. L'évaluation doit être faite sur toutes les heures de l'année considérée. Souvent les défaillances ne se présentent pas toujours aux heures de plus forte demande. En effet, elles peuvent survenir à des heures de moindre

[13] HQD-4, document 4, page 7, réponse 5.1.
[14] Operations Planning of Hydro-Quebec Generation System Using Chronological Simulation, M. P. Raymond and T. Falcon, CIGRÉ Meeting of Study Committee SC-39 Power System Operation and Control, Montreal, Canada, September 10-14, 1991.

demande mais avec de fortes pannes sur les moyens de production ou de faibles contributions des moyens de gestion. Toutefois, dans le cas d'un système comme celui du Distributeur, à cause de la forme de la courbe de la charge à alimenter, on peut généralement limiter l'analyse à la période de novembre à mars.

2. L'évaluation ne peut être faite à la pièce, elle doit être globale alors que la plupart des éléments impliqués sont inter-reliés. Par exemple, l'évaluation de la contribution d'un programme d'électricité interruptible dépend aussi bien des aléas de la demande que de ceux sur les éléments de l'offre comme les pannes des équipements de production. De la même façon, l'évaluation de la production éolienne dépend de ces mêmes paramètres qui varient constamment. Pour simplifier le travail dans le cas de moyens marginaux, une approximation peut être valable. Dans le cas du système du Distributeur, cette approximation peut s'appliquer, par exemple, aux petites centrales mais selon notre expérience doit se limiter, autant que possible, aux éléments de moins de 250 MW.

3. L'aspect temporel est très important. La chronologie et la dépendance entre les heures doit être conservée. La variation des divers paramètres dans le temps doit être représentée le mieux possible.

4. La corrélation entre les divers paramètres doit être conservée. Par exemple, la climatologie affecte en même temps la demande, la production éolienne et la formation de la couverture de glace en amont de la centrale Beauharnois.

5. L'évaluation doit tenir compte de tous les moyens à la disposition du Distributeur à défaut de quoi il fait encourir à sa clientèle des coûts additionnels à ceux que le critère de fiabilité choisi ne nécessiterait. Même les moyens qui ne sont pas nécessairement garantis à la seule heure de

pointe doivent être considérés. Ils peuvent constituer une utilité à d'autres heures étant considéré que la fiabilité doit être évaluée sur toutes les heures de l'hiver. En fait, en théorie, aucun des moyens considérés par les exploitants de systèmes de distribution d'électricité ne sont véritablement garantis à 100% parce qu'ils ont tous un taux de panne intrinsèque non nul. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle, théoriquement, aucun système de production alimentant une charge ne peut se vanter d'avoir une fiabilité parfaite à 100% quoique se situant dans un voisinage très proche.

6. L'incertitude est omniprésente dans les défis que doit relever l'exploitant d'un système d'alimentation d'électricité. L'aspect stochastique des divers paramètres doit être représenté le plus fidèlement possible (en considérant notamment des distributions statistiques appropriées) et les éléments déterministes doivent être évités.

7. Les caractéristiques des moyens de production et des moyens de gestion doivent être représentées le mieux possible. Par exemple, les restrictions et contraintes des types de production hydroélectrique et thermoélectrique, les règles d'accès à l'électricité interruptible, les variations et limites de la production éolienne et les règles des marchés d'achat doivent être considérées le plus fidèlement possible.

8. L'évaluation doit toujours porter sur les intrants le plus à jour possible.

9. La méthode de simulation ou d'évaluation utilisée doit représenter les divers phénomènes réels le plus fidèlement possible.

10. Les diverses incertitudes présentes dans la réalité doivent être représentées dans l'évaluation et le plus fidèlement possible. Dans le système du Distributeur, les principales incertitudes proviennent :

- Des aléas climatiques sur la demande;
- Des aléas sur la prévision de la demande;
- Des contraintes, restrictions, entretiens et pannes sur les moyens de production hydroélectrique et thermoélectrique;
- Des restrictions particulières dues à la glace notamment sur le complexe Beauharnois – Les Cèdres;
- Des caractéristiques et aléas de la production éolienne, notamment les variabilités temporelle et géographique, les restrictions d'utilisation en fonction du vent et de la température et les pannes;
- Des caractéristiques et incertitudes sur les marchés d'achats;
- Des caractéristiques des équipements de transport et d'interconnexion et de leurs pannes;
- Du choix des modèles d'évaluation retenus.

5.3.1. Aléas climatiques et prévisionnels sur la demande

Selon le document d'Hydro-Québec reproduit en annexe 1 (sections 5.2 et 5.3), les aléas climatiques sur la demande sont de trois ordres :

i) L'aléa climatique qui est représenté par des simulations horaires chronologiques des besoins. Ces simulations sont bâties à partir des climatologies réelles des années historiques où chaque année est représentée à 7 reprises en décalant chacune de plus ou moins 3 jours afin de bien capter des climatologies extrêmes qui se sont produites lors de journées de congé dans le

passé. Par exemple, le dimanche 4 janvier 1981, on a observé des conditions de température minimale de -35 °C à Montréal[15].

Présentement, le Distributeur dispose de 252 simulations horaires chronologiques des besoins[16] provenant de 36 années d'historique entre les années 1971 et 2006[17]. **La mise à jour des simulations horaires chronologiques des besoins devrait se faire à chaque Plan dans un contexte de changements climatiques. La recommandation d'Ouranos devrait être généralisée et s'appliquer dès le prochain Plan :**

> *« D'une part, Ouranos proposait d'utiliser la période de référence 1971-2006 au lieu de 1971-2000 afin de valoriser au maximum l'information climatologique, notamment en ce qui concerne la variabilité naturelle des conditions climatiques. »* [18] *(Nous soulignons)*

Les dernières années ont un plus grand intérêt climatologique dont on ne devrait pas se passer, sans compter que parfois les données les plus récentes ont bénéficié de meilleures méthodes d'acquisition et de validation.

Le choix de l'année de référence a aussi son importance. Par exemple, le seul changement de l'année de référence de 2003 à 2009 peut entraîner un effet non négligeable entre 120 et 140 MW sur l'aléa global de la demande à la pointe d'hiver [19].

ii) Un aléa sur les variables démographiques et économiques qui affectent la prévision de la demande, un tel aléa grandissant plus on s'éloigne du moment présent.

[15] R-3648-2007, HQD-3, document 9, annexe 2, page 2, tableau 1.
[16] HQD-1, document 1, section 2.2, pages 19 à 21
[17] R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 2E, page 144.
[18] *Ibid.*
[19] HQD-1, document 2, annexe 2E, page 135, tableau 2E-2.

iii) L'erreur intrinsèque au modèle de prévision qui, même en présence de prévisions climatiques, démographiques et économiques parfaites ne parviendrait pas à prévoir parfaitement la demande. Cet aléa peut être combiné au précédent par une distribution normale de l'erreur, comme le fait le Distributeur dans sa notion d'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales)[20]

Même s'il dispose des bons intrants pour la prise en compte stochastique des aléas de la demande, le Distributeur n'en profite pas pleinement dans sa façon d'évaluer la fiabilité en puissance. En effet, il est même conscient de la faiblesse de son approche :

> *« Le Distributeur a entrepris des travaux afin de revoir son évaluation des risques dans ses exercices de fiabilité en puissance. Ces travaux portent plus spécifiquement sur le traitement de l'incertitude entourant les besoins de puissance qui est prise en compte dans le modèle d'évaluation de la fiabilité (Modèle MARS). Ce modèle considère la demande de façon déterministe et utilise l'aléa global sur les besoins pour générer différents scénarios de demande autour du scénario moyen.*
>
> *Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. Suite à ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250*

[20] HQD-1, document 1, section 2.2, pages 19 à 21.

> *MW à moyen terme. Cela entraîne une augmentation du taux de la réserve requise de 0,3 % pour l'année courante et de 0,7 % pour l'horizon trois ans.*
>
> *L'équilibre serré du bilan en puissance lors des prochaines années et le peu de marge de manœuvre dont dispose le Distributeur pour augmenter les approvisionnements de court terme – le potentiel de 1 100 MW étant pleinement exploité dès l'hiver 2012-2013 – font ressortir la nécessité de porter une attention particulière aux différents paramètres et hypothèses utilisés dans ses exercices de fiabilité.*
>
> *Les modifications nécessaires seront incorporées, le cas échéant, dans l'état d'avancement 2011 du présent plan d'approvisionnement.* »[21] (Nous soulignons)

Il nous semble inacceptable que le Distributeur considère la demande de façon déterministe et qu'il doive faire des évaluations complémentaires à la pièce pour tenter d'approximer l'évaluation de sa fiabilité en puissance. Cette position est d'autant plus surprenante sachant que l'approche intégrée existe et est en utilisation courante à Hydro-Québec depuis le début des années 1990 (annexe 1).

De plus, le fait de considérer l'aléa climatique comme répondant à une distribution normale[22] n'est pas l'idéal, comme l'a constaté Hydro-Québec en 1999 :

> « *the weather uncertainty component has been examined more accurately: its distribution does not fit the normal distribution ; extremes are within ±3σ ;* »[23] (Nous soulignons)

[21] HQD-1, document 1, pages 36 et 37, section 4.2.2.3.
[22] HQD-1, document 1, section 2.2, pages 19 à 21.

L'approche décrite à l'annexe 1 ne comporte pas cette lacune.

Le Distributeur devrait, au plus tard dans l'état d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement, adopter l'approche stochastique chronologique bien connue et décrite à l'annexe 1 pour la représentation de l'aléa climatique de la demande dans ses évaluations de la fiabilité en puissance.

Le traitement non approprié de l'aléa de la demande et particulièrement de l'aléa climatique sur la demande affecte directement les résultats. Par exemple, le Distributeur indique :

> « *Le critère utilisé par le Distributeur est présenté sur une base annuelle tel que demandé par le NPCC. L'espérance de délestage de 0,1 jour par année est constatée essentiellement au mois de janvier de chaque période de pointe.* » [24] (Nous soulignons)

Or, notre expérience nous indique plutôt que, même si les heures de défaillance espérées se retrouvent majoritairement en janvier, elles se retrouvent aussi de façon significative en décembre et en février. La conclusion du Distributeur provient notamment d'une mauvaise prise en compte de l'aléa climatique. En effet, en consultant un extrait des 252 séquences utilisées par le Distributeur, on constate des conditions climatiques extrêmes majoritairement en janvier mais aussi de façon significative en décembre et en février.[25] D'autres exemples en ce sens se retrouvent dans le tableau 1 préparé à partir des données fournies par le Distributeur sur les 100 heures de plus forte demande de deux hivers consécutifs[26].

[23] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, May 1999, page 10.
[24] HQD-4, document 9, page 27, réponse 18.1.
[25] R-3648-2007, HQD-3, document 9, annexe 2, page 2, tableau 1.
[26] R-3678-2008, HQD-4, document 9, page 4, réponses 1.5 et 1.6.

Tableau 1 - Nombre d'heures par mois dans les 100 heures de plus forte demande

Mois	Hiver 2006-2007	Hiver 2007-2008
Décembre	0	37
Janvier	39	46
Février	44	17
Mars	17	0
TOTAL	100	100

5.3.2. Restrictions sur les moyens de production hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques subissent parfois des restrictions qui empêchent de les utiliser à leur puissance maximale d'équipement en tout temps et ce genre de restrictions peut aussi survenir en hiver. De telles restrictions peuvent être causées notamment par un niveau d'eau non maximal aux centrales adossées à un réservoir, par des apports insuffisants à une centrale au fil de l'eau, par des problématiques de glace ou par d'autres contraintes hydrauliques ou électriques.

Ces restrictions varient généralement au cours de l'hiver et cette variation doit être prise en compte dans l'évaluation de la fiabilité. Par exemple, les niveaux des réservoirs ayant une tendance à la baisse tout au long de l'hiver, les restrictions dues au niveau des réservoirs ont une tendance à la hausse qui doit être considérée tout au long de l'hiver comme l'indique le Distributeur :

> « *For most hydro generating stations, energy limitations are modeled by using a different monthly value of dependable maximum generating capability (DMNC). This accounts for the*

effect on the net head of the reservoir level variations and generator cooling water temperature. »[27]

Aussi, tel qu'indiqué à l'annexe 1 (section 5.5), le calcul des restrictions doit tenir compte des groupes turbines-alternateurs en entretien ou en panne et le modèle d'évaluation doit tenir compte de cette interrelation.

5.3.3. Entretiens sur les moyens de production hydroélectrique

Pour les entretiens aux groupes turbines-alternateurs, ils ne doivent idéalement pas être effectués aux trois mois de l'hiver où ils pourraient entraîner des pertes de charge exigeant ainsi des investissements additionnels. Le tableau 2 résume les taux d'entretien et les taux de pannes qui ont été utilisés par le Producteur et le Distributeur dans les différentes démonstrations de fiabilité depuis 2002.

[27] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 29.

Tableau 2 - Taux d'entretien et taux de pannes utilisés pour diverses démonstrations de fiabilité

Entretien typique en % pour les centrales hydrauliques

Mois	% 2002 (1)	% 2005 (2)	% 2008 (3)	% 2010 (4)
Janvier	0,4	0,4	0,2	0,4
Février	0,4	0,4	0,7	0,4
Mars	4,4	4,4	0,9	4,4
Avril	13,7	13,7	7,8	13,7
Mai	17,7	17,7	16,9	17,7
Juin	22,5	22,5	21,2	22,5
Juillet	24,9	24,9	18,6	24,9
Août	17,1	17,1	19,5	17,1
Septembre	21,6	21,6	15,7	21,6
Octobre	10,5	10,5	10,1	10,5
Novembre	5,3	5,3	5,1	5,3
Décembre	0,4	0,4	0,4	0,4

Taux de panne

Type d'équipement	FOR (%)	FOR (%)	EFORd (%)	
Hydraulique	entre 1,1 et 4,8	entre 1,1 et 1,8	entre 0,3 et 1,8	entre 1,1 et 1,8
Thermique	entre 4 et 10	entre 4 et 9	entre 6,5 et 20,5	entre 4 et 9

Sources:

(1) Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, November 2002, pages 22 et 23.

(2) 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 26

(3) *Ibid.*

(4) HQD-3, document 1, page 9, réponse 3.1, tableaux R-3.1

D'abord, le Distributeur indique que les taux d'entretien utilisés dans le présent dossier sont les mêmes que ceux de

> « […] *la revue triennale de 2008 déposée au NPCC aux pages 25 et 26 à l'adresse suivante:*
>
> **http://www.npcc.org/documents/reviews/Resource.aspx** »[28]

Or, le tableau 2 ci-haut qui a été préparé à partir des mêmes sources n'est pas cohérent avec cette affirmation du Distributeur. En effet, les taux utilisés par le Distributeur dans le présent dossier sont les mêmes que ceux utilisés lors de la Revue triennale de 2005 et même celle de 2002 mais sont différents de ceux utilisés lors de la Revue triennale de 2008. **Le Distributeur doit préciser si les**

[28] HQD-4, document 9, page 24, réponse 16.2.

taux d'entretien utilisés dans le présent dossier sont les mêmes que ceux utilisés dans la Revue triennale 2008 ou non.

La Revue triennale de 2002 indiquait que ces taux étaient ceux alors prévus pour l'année 2005-2006[29]. La Revue triennale de 2005 indiquait que les mêmes taux étaient ceux alors prévus pour l'année 2006-2007[30].

Enfin, les taux présentés lors de la Revue triennale de 2008 étaient ceux prévus pour 2008 et seraient basés sur les données historiques des années 2003-2007 :

> « - *Maintenance*
>
> *A daily representation of a generator's scheduled outages is modeled for each unit, based on the 2008 schedules for planned outages.*
>
> *Unit outage data is based on historical data for the years 2003-2007.* »[31] (Nous soulignons)

Donc, selon l'information fournie par le Distributeur, les taux d'entretien utilisés dans le présent dossier seraient les mêmes que ceux utilisés aussi loin qu'en 2002. Il est peu probable que les pratiques du Producteur soient aussi statiques dans le temps et on peut penser qu'il a apporté des améliorations à ses pratiques de maintenance, comme d'ailleurs mentionné dans la Revue triennale de 2002 :

> « *Hydro-Québec continues to review its maintenance practices with the aim of extending unit availability.* »[32]

[29] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, November 2002, page 23.
[30] 2005 Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on March 8, 2006, page 25.
[31] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, pages 25 et 26.
[32] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, November 2002, page 22.

Les intentions du Producteur sont confirmées dans le dernier Plan stratégique d'Hydro-Québec :

> « […] *Hydro-Québec poursuivra ses actions pour améliorer sa performance, maximiser la disponibilité des centrales, réduire les coûts des projets de réfection, maintenir le savoir-faire du personnel et assurer la relève.*
>
> […]
>
> *Concrètement, elle prévoit :*
>
> *- mettre en œuvre une stratégie de maintenance conditionnelle basée sur l'utilisation de nouvelles technologies pour surveiller l'état et la performance des équipements;*
>
> […]
>
> *Par rapport à une maintenance périodique, qui implique des interventions programmées avec ou sans contrôle préalable de l'état du matériel, la maintenance conditionnelle permet de gérer les interventions en fonction de l'état réel des installations, et donc de réduire la durée de leur indisponibilité ainsi que les coûts de maintenance.* »[33] (Nous soulignons)

Des objectifs du même type se retrouvaient aussi dans des Plans stratégiques antérieurs, soit au plan 2006-2010[34] et au plan 2004-2008[35].

Afin de disposer des meilleures informations dans ses démonstrations de fiabilité en puissance, Le Distributeur doit utiliser des taux de maintenance mis à jour à tous les trois ans dans le cadre de la revue triennale de

[33] Hydro-Québec, Plan stratégique 2009-2013, page 28.
[34] Hydro-Québec, Plan stratégique 2006-2010, page 23.

démonstration de sa fiabilité. De plus, les taux prévus doivent être basés sur les prévisions des producteurs pour chaque année prévisionnelle (incluant les effets des objectifs d'amélioration) et non sur des historiques.

Des hypothèses réalistes doivent aussi être utilisées pour déterminer les taux d'entretien prévus des nouvelles centrales, tenant compte des besoins d'entretien particuliers pouvant survenir pendant les années de rodage.

Le tableau 2 indique, pour le présent dossier, des taux non nuls en décembre, janvier et février. Toutefois, le Distributeur indique que :

> *« La majorité des entretiens des centrales du parc du Producteur sont planifiés hors période de pointe dans le but de ne pas compromettre la disponibilité de la puissance à la pointe. Toutefois, certaines centrales sont sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace. Ces restrictions hydrauliques font en sorte que ces centrales ne peuvent fonctionner à leur pleine capacité. Ainsi, le Producteur profite de ces plages de disponibilité pour mener des entretiens sur les groupes en arrêt hydraulique. »*[36]

À notre connaissance, quelques centrales du parc du Producteur peuvent être affectées par des restrictions dues à la glace mais les seules centrales où de telles restrictions peuvent dégager des disponibilités pour mener des entretiens sur les groupes en hiver sont celles du complexe Beauharnois – Les Cèdres. L'explication du Distributeur est toutefois en contradiction avec celle du Producteur en 2002 selon laquelle :

> *« Typical monthly percentage maintenance for Hydroelectric Capacity figures on Table A-4. The percentage is applied on the*

[35] Hydro-Québec, Plan stratégique 2004-2008, page 55.
[36] HQD-4, document 9, pages 24 et 25, réponse 16.4.

total hydro capacity available (except Beauharnois and Les Cèdres). »[37] *(Nous soulignons)*

Pourtant, les taux utilisés en 2002 sont exactement les mêmes que ceux utilisés dans le présent dossier. **Le Distributeur doit préciser si les centrales qui ont des entretiens dans les mois de décembre, janvier et février sont celles du complexe Beauharnois – Les Cèdres, sinon il doit préciser quelles sont ces centrales et ce, pour chaque année de l'horizon du Plan d'approvisionnement.**

Supposons pour l'instant que ces entretiens indiqués lors des mois d'hiver n'ont lieu qu'à la centrale Beauharnois pendant que les restrictions causées par la glace empêchent de toute façon d'accéder à cette puissance. Or, cette affirmation n'est vraie que pendant la formation de la couverture de glace à Beauharnois et après celle-ci. Or, cette formation peut parfois survenir tard dans l'hiver et des entretiens prévus avant celle-ci seraient pénalisants en termes de fiabilité en puissance. La façon de contourner ce problème et de bien considérer les restrictions à la centrale de Beauharnois est de simplement considérer aucun entretien lors des mois d'hiver et plutôt faire un calcul plus précis des restrictions à la centrale Beauharnois. Nous reviendrons plus loin sur ce calcul de restrictions. **Donc, le Distributeur ne doit tenir compte d'aucun entretien lors des mois de décembre, janvier et février puisque ceux pris en compte ne considèrent que la centrale Beauharnois et que ceux-ci doivent être considérés dans le calcul des restrictions.**

Enfin, il est difficile de démontrer la précision de l'évaluation de la fiabilité en puissance si le Distributeur ne fournit pas les données historiques et prévisionnelles sur lesquelles sont basées les hypothèses[38].

[37] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, November 2002, page 22.
[38] HQD-4, document 9, pages 24 et 25, réponses 16.1, 16.3, 16.5 et 16.6.

Les informations suivantes devraient être exigées dans le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* : les taux d'entretien mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan (pour les mois de novembre à mars) et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance.

5.3.4. Pannes sur les moyens de production hydroélectrique

Pour ce qui est des pannes des groupes turbines-alternateurs, il est de la plus haute importance de bien les modéliser. Elles ont une composante stochastique et une composante chronologique très importantes. Lorsqu'un groupe tombe en panne, il le demeure pendant un certain temps et on ne peut négliger cet effet de dépendance entre les heures. Aussi, si les pannes subies en hiver montrent des temps de réparation différents et possiblement plus courts, l'évaluation de fiabilité doit en tenir compte.

D'abord, le Distributeur nous indique que les taux de panne utilisés dans le présent dossier sont les mêmes que ceux de :

> « *la revue triennale de 2008 déposée au NPCC aux pages 25 et 26 à l'adresse suivante:*
>
> **http://www.npcc.org/documents/reviews/Resource.aspx** »[39]

Or, le tableau 2 ci-haut qui a été préparé à partir des mêmes sources n'est pas cohérent avec cette affirmation du Distributeur. En effet, les taux utilisés par le Distributeur dans le présent dossier sont les mêmes que ceux utilisés lors de la Revue triennale de 2005 mais sont différents de ceux utilisés lors de la Revue triennale de 2008. **Le Distributeur doit préciser si les taux de pannes utilisés dans le présent dossier sont les mêmes que ceux utilisés dans la Revue triennale 2008 ou non.**

[39] HQD-4, document 9, page 24, réponse 16.2.

La Revue triennale de 2005 indiquait que ces taux étaient basés sur les données historiques des années 2000-2004[40].alors que les taux présentés lors de la Revue triennale de 2008 étaient basés sur les données historiques des années 2003-2007[41] :

Donc, selon l'information fournie par le Distributeur, les taux de pannes utilisés dans le présent dossier seraient les mêmes que ceux utilisés aussi loin qu'en 2005 et, par conséquent, seraient basés sur un historique déjà vieux d'au moins six ans. La pratique courante utilisée par Hydro-Québec en 2005 et en 2008 dans ses revues triennales ainsi que par les autres membres du NPCC[42] [43] [44] consiste à baser les taux de pannes sur l'historique des 5 dernières années et à les mettre à jour à chaque revue.

Afin de disposer des meilleures informations dans ses démonstrations de fiabilité en puissance, le Distributeur doit utiliser des taux de pannes mis à jour à tous les trois ans. De plus, les taux prévus doivent être basés sur les historiques des 5 dernières années.

Des hypothèses réalistes doivent aussi être utilisées pour déterminer les taux de pannes prévus des <u>nouvelles centrales</u>, tenant compte des événements particuliers pouvant survenir pendant les années de rodage.

[40] 2005 Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on March 8, 2006, page 25.
[41] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 25.
[42] NYISO 2009 Comprehensive Review of Resource Adequacy, March 10, 2010, pages A-21 et A-22.
[43] IESO 2009 Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by NPCC RCC on September 10, 2009, page 19.
[44] New England Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on November 19, 2008, page 3.

Enfin, il est difficile de démontrer la précision de l'évaluation de la fiabilité en puissance si le Distributeur ne fournit pas les données historiques par centrale sur lesquelles sont basés les taux de pannes[45].

Les informations suivantes devraient être exigées dans le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* :

- **les taux de pannes mensuels réels par centrale pour les 5 dernières années de l'historique et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance;**

- **les taux de pannes mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance.**

Pour ce qui est de la composante chronologique des pannes, la méthode présentée par le Distributeur[46] ne permet pas d'en tenir compte de façon optimale. **Nous recommandons que le Distributeur adopte, au plus tard dans la prochaine revue triennale, l'approche stochastique chronologique bien connue et décrite à l'annexe 1 pour une meilleure prise en compte de la dépendance chronologique des pannes des groupes turbines-alternateurs.**

5.3.5. Contraintes, restrictions, entretiens et pannes sur les moyens de production thermoélectrique

Comme les centrales hydroélectriques, les centrales thermoélectriques subissent des restrictions, entretiens et pannes qui doivent être bien modélisés. Par exemple, la centrale de TCE ne devrait pas être traitée séparément de façon déterministe comme le fait le Distributeur. Aussi, on doit bien en connaître les

[45] HQD-4, document 9, pages 24 et 25, réponses 16.1 et 16.3.
[46] R-3550-2004, HQD-5, document 1.1, annexe 2, pages 27 à 32.

contraintes d'utilisation et les taux de pannes (même si ceux-ci sont théoriques étant donné le peu d'historique d'exploitation).

Nous recommandons d'intégrer la centrale TCE dans l'évaluation de fiabilité de la même façon que devrait être intégrée une centrale du Producteur. En attendant d'avoir suffisamment de données d'exploitation pour cette centrale, un taux de panne de 10% est acceptable à moins que le contrat avec TCE ne comporte une garantie différente.

Aussi, l'évaluation de fiabilité doit tenir compte des contraintes d'utilisation des centrales thermoélectriques de pointe comme le délai d'appel et les contraintes en termes d'heures minimales d'utilisation consécutives et d'heures minimales entre deux appels.

5.3.6. Restrictions particulières dues à la glace sur le complexe Beauharnois – Les Cèdres

La problématique de ces restrictions est décrite à l'annexe 1 (section 5.7) :

> « *The Beauharnois hydraulic plant has a significant capacity reduction during ice cover formation (up to 800 MW unavailable during a week) and thereafter. The time period of such restriction is variable and dependent on temperature. This uncertainty is modelled by applying the historical weather conditions to today's ice formation process. But because of the temperature dependency, this uncertainty is highly correlated to the internal load (see 5.2). Therefore, one simulation must use the same year's historical data for both.* »

Le Distributeur décrit ainsi la prise en compte de ces restrictions :

> « *Unlike hydro generating stations with reservoirs, the run-of-river Beauharnois and Les Cèdres generating stations are operated in*

> *parallel on the Saint-Lawrence River. Their capability depends on water availability and varies according to seasons.* »[47].

Le Distributeur n'a pas jugé utile de répondre à nos demandes de renseignements sur le traitement précis de ces restrictions particulières[48].

On peut toutefois supposer que la méthode utilisée est celle décrite par le Producteur dans la revue triennale 2002 :

> « *Beauharnois and Les Cèdres are modelled with a probability distribution based on operational historical generation. This distribution accounts not only for hydraulic conditions but also for maintenance and forced outages.* »[49]

Or, une telle approche, en supposant qu'elle est encore utilisée par le Distributeur, ne tient pas compte de facteurs importants comme la dépendance horaire de la restriction ni de la corrélation de cette restriction avec l'aléa climatique de la demande.

Nous recommandons que le Distributeur adopte, au plus tard dans la prochaine revue triennale, l'approche stochastique chronologique bien connue et décrite à l'annexe 1 pour une meilleure prise en compte de la restriction hydraulique due à la couverture de glace à la centrale Beauharnois. Cette approche doit être utilisée avec la mise à jour des données sur l'historique 1971-2010 en concordance avec l'historique sur la climatologie affectant la demande.

[47] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on March 11, 2009, page 29.
[48] HQD-4, document 9, page 26, question 17.2.
[49] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, November 2002, page 25.

5.3.7. Caractéristiques et aléas de la production éolienne

Comme pour les centrales hydroélectriques et thermoélectriques, l'accès à la production éolienne doit être modélisée le plus fidèlement possible et notamment :

- l'évaluation doit être complètement intégrée;
- les données doivent être à jour;
- l'évaluation doit porter sur les parcs en exploitation et projetés avec des quantités prévues qui sont différentes à chaque année avec le rythme des mises en service;
- la variation horaire et la dépendance temporelle doivent être prises en compte;
- la corrélation avec l'aléa climatique de la demande doit être considérée.

Historiquement, le Distributeur n'a d'abord considéré aucune contribution de la production éolienne tant qu'il n'avait pas réalisé les études nécessaires ce qui fut fait en 2009 alors qu'il commença à considérer une contribution en puissance de 30% :

> *« In this interim review, an evaluation of wind power capacity contribution is introduced. A portion of installed capacity is under contract with Hydro-Québec Production and is still de-rated by 100% as it was in earlier reviews since no evaluation of capacity contribution has been performed yet. All other wind farms are under contract with Hydro-Québec Distribution. A study regarding that issue has been filed to the Québec Energy Board. Simulations have shown that a 70 % de-rate factor can be safely used. This result is applied to installed capacity contracted by Hydro-Québec*

Distribution in order to obtain values presented in the right column of Table 5 below.

In previous assessments, the entire wind capacity on the system was de-rated by 100 %. »[50] *(Nous soulignons)*

À compter de 2012, cette contribution en puissance de 30% est maintenue dans le présent Plan[51].

Toutefois, tel que mentionné dans la citation ci-haut, la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec le Producteur est quant à elle maintenue à 0 dans les démonstrations de fiabilité sous prétexte que les études ne sont pas complétées. C'est le cas le plus pessimiste qu'on puisse considérer.

Nous recommandons que, à l'instar de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur, les études de contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec le Producteur soient réalisées le plus tôt possible et que d'ici là, le Distributeur utilise une contribution en puissance de 30% pour cette production dans les démonstrations de fiabilité.

La contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur a été évaluée dans une étude déposée lors de l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017[52].

L'étude reconnaît bien l'importante corrélation entre la production éolienne et la demande d'électricité :

[50] 2009 Interim Review of Resource Adequacy for Québec Balancing Authority Area, Approved by the RCC, March 10, 2010, page 6.
[51] HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2.
[52] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf .

> *« Pour les fins de la présente étude, le cas du Québec présente un défi particulier, compte tenu de la coïncidence entre les températures froides responsables d'interruptions de production éolienne et les pointes de charge.*
>
> *Tel que spécifié dans les appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution, les éoliennes de grande puissance disponibles commercialement sont en mesure de fonctionner jusqu'à des températures de -30°C. Or, au Québec, des températures inférieures sont parfois atteintes.*
>
> *De telles limites de production ne constituent généralement pas un problème pour les autres réseaux. D'une part, leur pointe annuelle n'est pas systématiquement liée aux températures froides, car les charges de chauffage électrique y sont beaucoup moins importantes qu'au Québec. D'autre part, dans les juridictions où la pointe annuelle se produit en hiver, les températures ne descendent généralement pas sous le seuil de -30°C. »*[53] *(Nous soulignons)*

Le Distributeur s'est doté de séries chronologiques de production éolienne lui permettant de bien représenter cette corrélation entre la demande d'électricité et la production éolienne :

> *« Il existe maintenant des séries de 36 ans (de 1971 à 2006) de production éolienne horaire, coïncidentes avec l'historique météorologique. Ces données constituent, pour l'instant, l'information de base qui servira à évaluer les impacts relatifs à l'intégration des parcs éoliens du premier appel d'offres. La période*

[53] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf , page 3.

de 36 ans couverte par la chronique correspond également à celle utilisée pour établir la normale et l'aléa climatique de la prévision de la demande. »[54]

De façon plus précise, l'étude de 2009 indique :

« La réalisation de diverses études d'impact de la production éolienne requiert des séries chronologiques de production. Or, aucun historique de production n'est encore disponible sur la grande majorité des sites qui ont fait l'objet d'un contrat. Les techniques de « backcasting » ont été utilisées afin de développer des séries pour représenter la production des éoliennes sous contrat, comme si elles avaient été en service lors des précédentes années.

Ainsi, la société Hélimax Énergie Inc. a été mandatée pour reconstituer des séries historiques de 36 ans de production éolienne, avec un pas de temps horaire. Ces séries simulent la production de l'ensemble des parcs éoliens sous contrat avec Hydro-Québec Distribution, comme s'ils avaient été en service entre 1971 et 2006. La construction de ces séries repose sur l'utilisation de mesures historiques des stations météorologiques les plus proches du site d'intérêt, l'information locale sur le site, des techniques d'extrapolation et des modèles physiques. Elles tiennent donc compte des conditions climatiques qui prévalaient durant cette période (réf. 16 et 17). » [55]

[54] R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 53, lignes 10 à 16.
[55] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf , page 6.

Cette approche est tout à fait convenable afin de tenir compte de la corrélation entre la demande et la production éolienne en autant qu'on utilise un modèle approprié. Nous reviendrons plus loin sur le choix des modèles.

Le Distributeur a toutefois constaté que les séries produites par la société Hélimax Énergie Inc. comportaient certaines faiblesses particulièrement lors des journées de froids extrêmes. Il a alors corrigé les séries pour les 14 points historiques recensés entre 1971 et 2006, amenant ainsi à des résultats considérablement différents soit de l'ordre de 18% de moins en termes de contribution en puissance (870 MW vs 1065 MW)[56].

La société Hélimax Énergie Inc. a aussi elle-même constaté certaines lacunes dans les intrants disponibles :

> *« La nature de la ressource éolienne, variable dans le temps et dans l'espace, ainsi que la qualité souvent variable des données de base ont posé des défis importants. Le produit de l'exercice ne représente donc pas un niveau de fiabilité équivalent à celui de la production mesurée ou à celui qui découlerait de mesures directes de vent sur les sites de production. Par ailleurs, les résultats des premières années sont moins fiables, puisque le nombre de stations météorologiques en exploitation dans les régions mentionnées ci-haut était plus faible et que les données recueillies ont fréquemment posé des problèmes de validité. »*[57] *(Nous soulignons)*
>
> *et*

[56] *Ibid.*, section 4.1, pages 7 à 9 et section 5.2, pages 14 et 15.
[57] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf , page 1.

> *« Tel que présenté du Tableau 3-1 au Tableau 3-4, le nombre de stations météorologiques d'EC pour lesquelles des données sont disponibles est plus faible dans les années 70, 80 et début 90. En plus, les données alors recueillies sont de moins bonne qualité que celles couvrant la portion plus contemporaine de l'historique. Ainsi, les résultats obtenus pour la première portion de l'historique ne pourront être aussi fiables que ceux obtenus pour les années postérieures à 1993. »*[58]

Notre analyse de l'approche de détermination des séries chronologiques de production éolienne nous amène les recommandations suivantes :

- **Le Distributeur doit poursuivre ses études afin d'améliorer la validité des séries chronologiques de production éolienne. Il doit explorer des avenues portant sur le perfectionnement des séries produites par la société Hélimax Énergie Inc., soit en revoyant l'approche prise par cette société ou encore en examinant d'autres pointes en plus des 14 pointes historiques déjà considérées. Une méthode combinée qui rassemblerait les forces des deux approches pourrait aussi être considérée.**

- **Les données réelles les plus à jour des parcs éoliens déjà en exploitation (autant ceux sous contrat avec le Producteur que ceux sous contrat avec le Distributeur) doivent être utilisées dans le cadre de cet exercice.**

- **Tel que recommandé plus haut pour les simulations chronologiques de la demande, la mise à jour des simulations horaires chronologiques de la production éolienne devrait se faire à chaque**

[58] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf , page 4.

année en ajoutant notamment les précieuses informations provenant des productions réelles des parcs en exploitation.

Sous réserve de certaines corrections apportées à certains intrants faisant l'objet de recommandations ailleurs dans le présent rapport, nous sommes en accord avec la méthode préconisée par le Distributeur dans sa conclusion d'une contribution en puissance de 30% pour les 3000 MW de production éolienne considérés dans l'étude.

Nous avons toutefois deux préoccupations, soit l'utilisation que le Distributeur fait de cette conclusion par la suite dans ses analyses de fiabilité puis le seul niveau de puissance de 3 000 étudié.

D'abord, une fois que le Distributeur a déterminé la contribution en puissance de la production éolienne à 30%, il utilise cette valeur moyenne de façon déterministe dans son analyse de fiabilité, perdant ainsi certaines caractéristiques sur les aspects de la chronologie et de la corrélation que son étude préservait. En effet, la valeur de 30% est valable pour un ensemble d'intrants utilisés dans l'étude précitée. Dès qu'un intrant est modifié comme ce devrait être le cas régulièrement dans les analyses de fiabilité, la contribution de 30% n'est théoriquement plus valide et on doit refaire l'étude. D'ailleurs, le Distributeur reconnaît qu'un certain nombre d'intrants ont changé depuis le dépôt de l'étude :

> *« Les plus importants changements ont trait aux trois premiers points de l'énumération qui figure dans la réponse à la question 8.2. »*[59]

Et nous pourrions ajouter les autres changements et mises à jour de données recommandées dans le présent rapport. Par conséquent, l'étude devrait être

[59] HQD-4, document 9, page 14, réponse 8.3.

refaite. Mais, selon notre expérience, ceci constitue un problème qui se résout de lui-même si la production éolienne est simplement intégrée dans le mécanisme d'analyse de la fiabilité du Distributeur.

En effet, il s'agit seulement d'intégrer dans une analyse comme celle décrite à la figure 1 de l'annexe 1 un sous-modèle Éolien. Un tel sous-modèle serait traité d'une façon semblable au sous-modèle « Beauharnois ice cover uncertainties » qui, dans la figure, est relié au sous-modèle « Climatic uncertainties » par une ligne pointillée représentant une corrélation entre les deux. Le sous-modèle Éolien contiendrait les séries décrites plus haut qui seraient corrélées aves les séries climatiques de la demande en les soustrayant simplement. Cette opération ne doit même pas être refaite à chaque exécution du modèle mais seulement lorsqu'une des séries est modifiée, soit idéalement une fois l'an.

Une telle approche est d'ailleurs connue du Distributeur :

> *« Les simulateurs chronologiques utilisent les scénarios de prévision de la demande auxquelles on soustrait la production éolienne. Le calcul des indicateurs statistiques est alors effectué en utilisant cette demande nette et la puissance disponible des autres ressources, après avoir pris en considération les pannes simulées (réf. 19).*
>
> *Des études récentes réalisées aux États-Unis utilisent des données de production éolienne recueillies à la même période que les données de charges. Ces données offrent la meilleure évaluation de la contribution en puissance de la ressource éolienne, lorsqu'elles sont utilisées de manière synchronisée, en guise*

d'entrée dans un modèle chronologique d'évaluation de la fiabilité. » [60] *(Nous soulignons)*

Notre seconde préoccupation dans l'étude provient du volume de production éolienne de 3000 MW dont elle fait l'objet. L'étude est valable pour ce scénario seulement. Toutefois, à chacune des années de l'horizon du Plan, la quantité de puissance installée prévue est différente[61].

Heureusement, les études d'Hélimax ont été faites séparément pour chaque parc éolien :

« À la demande du Client, ce calcul a été effectué pour tous les parcs et pour chaque heure du 1er janvier 1971 au 31 décembre 2006. »[62]

et

« À la demande du Client, ce calcul a été effectué pour tous les parcs et pour chaque heure du 1er décembre 1970 au 31 décembre 2008. »[63]

Il est donc faisable pour une année donnée de ne considérer qu'un sous-ensemble des parcs et de les additionner pour constituer les séries décrites plus haut et refaire l'étude pour n'importe quelle combinaison de parcs. Nous ne comprenons pas la réponse du Distributeur qui mentionne :

*« **8.2** Basé sur les constatations de la référence vi), veuillez indiquer si vous avez réalisé des évaluations de la contribution en puissance de la production éolienne pour des scénarios autres que*

[60] R-3648-2007 – Phase II, HQD-1, document 2, annexe 6D, page 25, section 3.6.3.
[61] HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2.
[62] R-3648-2007, HQD-3, document 1, annexe 4, page 17, section 6.1.
[63] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf , page 34, section 6.1.

celui de 3000 MW mentionné à la référence v). Dans l'affirmative, veuillez fournir les hypothèses et conclusions de telles évaluations. Dans la négative, veuillez indiquer si vous avez l'intention de procéder à de telles études et, si oui, à quelle échéance ;

Réponse :

Le Distributeur n'a pas réalisé d'autres études sur la contribution en puissance de la production éolienne que celle mentionnée à la référence (iv).

Compte tenu du coût associé à la réalisation de ces études, notamment du coût associé à la reconstitution de séries chronologiques de production éolienne, le Distributeur attendra assurément quelques années afin d'incorporer, dans une éventuelle nouvelle étude, un ensemble de changements notamment :

1- la quantité de production éolienne dont la mise en service est prévue ;

2- une nouvelle redistribution géographique de cette production après avoir pris en compte les nouveaux appels d'offres et les modifications aux contrats signés ;

3- la prise en compte de la position définitive des éoliennes à l'intérieur des parcs planifiés ;

4- la prise en compte de l'expérience réelle d'exploitation d'un plus grand nombre possible de parcs éoliens ;

5- les changements dans les profils horaires de la charge. »[64]
(Nous soulignons)

Rien n'empêche le Distributeur de refaire l'étude de contribution en puissance pour des ensembles comprenant toute combinaison de parcs déjà étudiés séparément par Hélimax. Bien sûr, pour tout parc nouveau ou pour tout déplacement, une nouvelle reconstitution des séries chronologiques de production éolienne devrait être faite. Le Distributeur soumet que de telles études ne sont pas urgentes puisqu'elles coûtent trop cher et il préfère les reporter. D'abord, nous comprenons mal que le Distributeur puisse conclure des contrats pour des parcs dont il n'a pas préalablement évalué le potentiel. De plus, pour faire ses prévisions il en aura besoin. Ensuite, le report de telles études ne nous semble pas une économie.

Nous recommandons que le Distributeur, avant ou après avoir intégré la production éolienne dans un modèle intégré de fiabilité, réalise une étude de fiabilité pour chaque année de l'horizon du Plan et ce, en utilisant les séries chronologiques des parcs éoliens en exploitation et prévus pour chacune de ces années.

Pour les parcs non déjà étudiés, nous recommandons que le Distributeur obtienne les séries chronologiques nécessaires le plus tôt possible.

5.3.8. Électricité interruptible

Dans le présent Plan, le Distributeur compte sur une puissance d'électricité interruptible de 850 MW sur tout l'horizon :

« Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge auront permis au Distributeur d'interrompre des charges variant de 546 MW à 851 MW depuis l'hiver 2003-2004. Compte

[64] HQD-4, document 9, pages 13 et 14, question 8.2.

tenu de l'historique des quantités offertes par la clientèle, le Distributeur compte dorénavant, à plus long terme, sur un potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible.

Le Distributeur continuera de déployer tous les efforts requis afin d'accroître ce potentiel. Le cas échéant, le potentiel inscrit au bilan de puissance sera ajusté en conséquence. »[65]

En plus de ce programme sous le contrôle du Distributeur, le Producteur a aussi accès à des contrats de puissance interruptible pour 500 MW[66].

Nous sommes d'accord avec le Distributeur que le potentiel d'électricité interruptible peut être accru.

D'abord, on doit se rappeler que lors de la pointe annuelle du 16 janvier 2009, le Producteur et le Distributeur réunis ont pu compter sur 1858 MW de puissance interruptible[67], soit 508 MW de plus que ce qui est prévu dans le présent Plan.

Aussi, le programme actuel d'électricité interruptible du Distributeur offre un crédit fixe de 8,5 $/kW pour la clientèle de grande puissance[68] et un crédit fixe de 6 $/kW pour la clientèle de moyenne puissance. Ces crédits sont basés sur un prix de référence pour la puissance de 10 $/kW et sont réduits pour tenir compte de leur facteur de contribution.

Il est clair que, au fur et à mesure que les besoins en puissance du Distributeur augmenteront, le prix de référence pour la puissance augmentera. Celui-ci serait alors basé sur les coûts évités en puissance que le Distributeur évalue à

[65] HQD-1, document 1, page 26, lignes 5 à 11.
[66] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeC_SuiviD2008-133_7dec10.pdf .
[67] 2009 Interim Review of Resource Adequacy for Québec Balancing Authority Area, Approved by the RCC, March 10, 2010, page 1, section 3.1.
[68] R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 12, tableau 2.

40 $/kW-hiver à compter de l'hiver 2015-2016[69]. Avec des primes plus intéressantes pour les clients, on peut s'attendre à ce que le potentiel soit plus élevé qu'actuellement. .D'ailleurs, le Distributeur arrive au même constat :

> *« Comme mentionné dans son rapport annuel 2007 à la Régie, à part une expérience non significative durant l'hiver 2007-2008, le Distributeur n'a pas de client à cette option. Il faut noter que devant le peu de succès de la démarche commerciale en 2006 et étant donné que le crédit offert était jugé trop faible par les clients pour susciter leur intérêt, l'option n'a pas fait l'objet d'une promotion particulière auprès de la clientèle de moyenne puissance en 2007.*
>
> *Pour l'instant, le Distributeur souhaite maintenir cette option dans le portefeuille de moyens. Par contre, s'il n'y a toujours pas de participants malgré les ajustements proposés, le Distributeur pourrait envisager d'abroger cette option. »*[70] *(Nous soulignons)*

Le Distributeur doit continuer à déployer les efforts pour augmenter le potentiel d'électricité interruptible auprès des clients grande puissance et moyenne puissance et ce, avant de procéder à tout appel d'offres pour des moyens additionnels en puissance.

Le Distributeur doit toutefois étudier l'utilisation du moyen en tenant compte de ses contraintes d'utilisation qui peuvent limiter son efficacité en termes de fiabilité. La dernière étude faite par le Distributeur a montré une réserve de 15%[71] et le Distributeur maintient ce pourcentage dans le présent Plan[72]. Le Producteur utilise plutôt une réserve de 30% :

[69] R-3740-2010, HQD-2, document 4, page 6, lignes 21 et 22.
[70] R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 15, lignes 5 à 13.
[71] R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 9, lignes 17 à 19.
[72] HQD-3, document 1, page 9, réponse 3.1.

« There are two interruptible load programs in Québec. Each program has it own customers.

Hydro-Québec Production's program cannot be called twice a day and not more than 100 hours per winter period. Therefore, a derate factor (30%) is applied to model operational constraints for planning purposes.

Hydro-Québec Distribution's program totals 722 MW for winter 2008/09 and 1 000 MW for the rest of the assessment period. Because conditions for this interruptible program are more flexible, a smaller reserve ratio (15%) is applied.

The 15% ratio was recently reassessed using a sequential Monte-Carlo model (FEPMC). The model allows a simulation of interruptible load dispatching according the specific program provisions. The results were presented to the CP-8 working group and to the TFCP Task Force of the NPCC. »[73]

Or, tout comme nous l'avons souligné pour la production éolienne, le fait de faire l'étude de contribution de l'électricité interruptible de façon séparée comporte certains inconvénients. D'abord, une fois que le Distributeur a déterminé la contribution en puissance de l'électricité interruptible à 15% avec le modèle FEPMC, il utilise cette valeur moyenne de façon déterministe dans son analyse de fiabilité, perdant ainsi certaines caractéristiques chronologiques que son étude préservait. En effet, la valeur de 15% est valable pour un ensemble d'intrants utilisés dans l'étude précitée. Dès qu'un intrant est modifié comme c'est le cas régulièrement dans les analyses de fiabilité, la contribution de 15% n'est théoriquement plus valide et on doit refaire l'étude. Mais, selon notre expérience,

[73] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 23, section A.1.1.4.

ceci constitue un problème qui se résout de lui-même si l'électricité interruptible (avec ses caractéristiques propres) est simplement intégrée dans le mécanisme d'analyse de la fiabilité du Distributeur.

En effet, il s'agit seulement d'intégrer dans une analyse comme celle décrite à l'annexe 1 un moyen de gestion pour la puissance interruptible (section 6).

5.3.9. Contribution des marchés de court terme : caractéristiques et incertitudes

Dans l'analyse des marchés à court terme, nous devons garder à l'esprit la position que nous avons établie plus haut à l'effet que tous les moyens doivent être considérés même s'ils ne sont pas nécessairement garantis à 100% à la seule heure de pointe.

Nouveau-Brunswick

Les Maritimes disposent de surplus de puissance importants pour tous les hivers de l'horizon du Plan. Entre 2011 et 2019, les réserves des Maritimes sont de 50% en hiver alors que la réserve requise est de 20% de la demande d'électricité de l'ordre de 5 700 MW en pointe[74]. Cette zone prévoit même une baisse de la demande au cours des 10 prochaines années :

> *« The 2010/11 peak demand forecast, representing the summation of the forecasts of each Maritimes Area jurisdiction, is 5,655 MW. This is 175 MW higher than last year. The forecast average annual peak demand growth rate is -0.5% over the next 10 years, and this is lower than the 0.9% growth rate forecasted last year. Contributing significantly to this lower growth rate were higher demand side management (DSM) projections from Nova Scotia Power (NSPI) as*

noted in the NSPI 2009 Integrated resource Plan Update Report. »[75] *(Nous soulignons)*

Le surplus de réserve de 30% correspond donc à une puissance potentiellement disponible d'environ 1700 MW en hiver. Les interconnexions Madawaska et Eel River entre le Nouveau-Brunswick et le Québec permettent toutefois des échanges limitées à 785 MW vers le Québec[76].

Or, le Distributeur ne considère pas cette possibilité sous prétexte que les importations pourraient être limitées par la production éolienne de la péninsule gaspésienne :

« La production à pleine capacité des parcs éoliens en Gaspésie risque de restreindre la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, particulièrement sur le point d'entrée Eel River (350 MW). Il sera donc difficile de planifier des achats fermes à partir de cette interconnexion. »[77]

De ne considérer aucune possibilité d'achats de court terme auprès du Nouveau-Brunswick est le cas le plus pessimiste que le Distributeur pouvait envisager. D'autant plus qu'au cours des 14 pointes extrêmes observées depuis 1971, les simulations de production éolienne effectuées pour le compte du Distributeur ne montrent pas des productions éoliennes très élevées, soit de l'ordre de 42% en moyenne[78].

[74] http://www.nerc.com/files/2010_LTRA_v2-.pdf , pages 171 à 175.
[75] http://www.nerc.com/files/2010_LTRA_v2-.pdf , pages 171.
[76] HQD-1, document 2, annexe 4A, page 172, tableau 4A-1.
[77] HQD-1, document 2, annexe 4A, page 174, lignes 2 à 5.
[78] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf , page 9, tableau 2.

D'ailleurs, le Distributeur n'a pu nous donner d'informations sur la probabilité que la production des parcs éoliens en Gaspésie soit à pleine capacité (alors que les études d'Hélimax lui fournissent ces informations et qu'il pourrait les divulguer sans affecter la confidentialité de chaque parc). Il n'a pas pu, non plus, fournir la puissance moyenne de production éolienne en Gaspésie à partir de laquelle la capacité d'importation en provenance du Nouveau-Brunswick serait restreinte :

« Demandes :

12.1 En vous basant sur les études éoliennes réalisées à date, veuillez indiquer, pour chaque mois de l'année, la probabilité que la production des parcs éoliens en Gaspésie mentionnée à la référence i) soit à pleine capacité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

12.2 Veuillez indiquer à partir de quelle puissance, en moyenne, des parcs éoliens en Gaspésie, la capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick serait restreinte.

Réponse :

Des évaluations de cette nature seront effectuées lors des études de transport réalisées lors de la préparation de l'appel d'offres pour de nouvelles quantités de puissance.

Voir également la réponse à la question 22.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

12.3 Pour chaque mois de l'horizon du plan d'approvisionnement, veuillez indiquer le pourcentage du temps où la capacité

d'importation à partir du Nouveau-Brunswick serait restreinte par la production des parcs éoliens en Gaspésie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2. »[79]

Nous comprenons mal comment le Distributeur peut écarter un intéressant potentiel d'achats du Nouveau-Brunswick alors qu'il ne possède pas les informations au soutien de cette décision.

D'ailleurs, une étude d'Hélimax nous fournit des éléments de réponse à la question 12.1 ci-haut. L'étude porte sur les 8 parcs éoliens ayant été sélectionnés lors de l'appel d'offres A/O 2003-02, totalisant 990 MW et tous situés en Gaspésie. Elle montre que, pour les heures de pointe de l'hiver, aucune des 27 696 simulations effectuées sur un historique de 20 ans n'a montré une production totale de plus de 825,74 MW sur une puissance installée de 990 MW, soit 83,4%[80]. Donc, à toutes fins pratiques, la somme de plusieurs parcs éoliens ne se retrouve jamais au maximum de la puissance installée totale. Ce résultat est cohérent avec la démonstration faite par l'UMQ dans le cadre du dossier R-3742-2010[81].

La réponse à une demande de renseignements de la Régie nous semble mériter certaines précisions :

i) « Le Distributeur souhaite apporter des précisions quant à la contribution de la production éolienne. La nature du vent fait en sorte que les approvisionnements éoliens sont variables et partiellement prévisibles. Lors des heures de plus forte charge sur

[79] HQD-4, document 9, pages 19 et 20, questions 12.1 à 12.3.
[80] R-3550-2004, HQD-5, document 8.1, annexe 1, page 44, figure 5.11.
[81] R-3742-2010, pièce C-UMQ-0007, Mémoire de l'UMQ, 26 novembre 2010, pages 9 à 13, section 2.3.

> *le réseau, les apports éoliens peuvent aussi bien être nuls qu'atteindre 100 % de la puissance installée. »*[82] *(Nous soulignons)*

Comme nous l'avons démontré plus haut, il est très peu probable que la production éolienne d'un ensemble de parcs éoliens et, en particulier, des parcs de la Gaspésie, atteigne 100% de la puissance installée totale.

> *ii) « Lorsque la production est élevée, il est important, pour le Distributeur, d'être en mesure de l'acheminer vers les centres de consommation pour alimenter la charge.*
>
> *Le pourcentage de 30 % de contribution en puissance est issu d'analyses statistiques, basées sur la performance simulée des éoliennes. Il indique que chaque mégawatt de production éolienne installée donne le même service en puissance que 0,3 MW d'un équipement dont le service est parfaitement garanti (sans panne). Les deux équipements permettent ainsi de rencontrer de façon équivalente le critère de fiabilité, à l'effet que l'espérance de délestage de charges ne doit pas excéder une journée par dix ans. Les résultats qui ont mené à l'évaluation de 30 % étaient basés sur l'hypothèse qu'aucune production éolienne n'était congestionnée par des événements sur le réseau de transport lors des heures de forte charge sur le réseau. Dans le cas contraire, la contribution en puissance pourrait s'avérer plus faible que 30 %. »*[83] *(Le Distributeur souligne)*

D'abord, comme nous l'avons mentionné plus haut, il convient de rappeler que le service de 0,3 MW par MW installé n'est valable que pour une puissance installée de 3000 MW tel qu'étudié par le Distributeur. Le taux n'est pas constant

[82] HQD-4, document 1, pages 43, réponse 22.2.
[83] HQD-4, document 1, pages 43 et 44, réponse 22.2.

sur l'ensemble des quantités puissances installées totales. D'autre part, L'UMQ a soutenu dans le dossier R-3742-2010 qu'il n'était pas économiquement rentable de s'équiper en équipements de transport pour acheminer 100% de la puissance installée totale d'un ensemble comme celui de la Gaspésie[84]. Par contre, dans les cas probablement extrêmes où la production éolienne limiterait en partie les transits en provenance du Nouveau-Brunswick, nous préconisons de prioriser la production éolienne. Ainsi, cette dernière ne serait ainsi pas affectée contrairement à ce que semble craindre le Distributeur. Bien sûr, un tel phénomène ayant potentiellement un effet sur les importations auprès du Nouveau-Brunswick devrait être pris en compte convenablement dans l'évaluation de la fiabilité en puissance comme nous le verrons plus bas.

> *Iii) « En ce qui concerne l'utilisation potentielle des interconnexions avec le Nouveau-Brunswick, le Distributeur tient à préciser qu'il n'entend pas exclure les approvisionnements en puissance qui proviendraient de ce marché.*
>
> *Le Transporteur n'affiche que le chemin NB-HQT sur OASIS et la capacité indiquée comprend les points d'entrée Madawaska et Eel River.*
>
> *Le Distributeur souligne que le Transporteur doit réaliser des études d'impact à la suite de demandes précises qui lui seront adressées afin d'examiner les investissements requis et souhaitables afin d'intégrer toute nouvelle importation, qu'elle provienne du Nouveau-Brunswick ou d'ailleurs. Ces études prendront en considération les risques de congestion et les coûts qui y sont rattachés.*

[84] R-3742-2010, pièce C-UMQ-0007, Mémoire de l'UMQ, 26 novembre 2010, page 18, section 3.

> *Bien qu'il soit prématuré d'exclure d'emblée tout scénario d'approvisionnement, l'utilisation de la pleine capacité d'importation à partir du Nouveau-Brunswick, telle qu'affichée sur OASIS, apparaît peu probable, compte tenu des constats effectués à la référence (ii). »*[85] *(Nous soulignons)*

Nous sommes en accord avec les affirmations du Distributeur selon lesquelles on ne devrait pas exclure les approvisionnements en puissance provenant du Nouveau-Brunswick. Pourtant, il recommande le contraire[86] et, pour les raisons énoncées plus haut, nous considérons que cette hypothèse est très pessimiste. En effet, le Distributeur, d'une part, n'a pas été en mesure de démontrer que les importations en provenance du Nouveau-Brunswick affectaient la production éolienne de la Gaspésie et, d'autre part, il n'a pas considéré le potentiel d'importation via l'interconnexion Madawaska alors qu'il craint des restrictions seulement sur le point d'entrée Eel River.

> *iv) « En plus, le Nouveau-Brunswick est un réseau dont la pointe se produit en hiver et peut avoir besoin de l'ensemble de ses ressources en même temps qu'Hydro-Québec. »*[87]

Bien sûr, chaque moyen sur lequel compte le Distributeur a une probabilité théoriquement non nulle de ne pas être disponible à un moment donné. Toutefois, le risque que les Maritimes aient besoin de l'ensemble de leurs ressources en même temps qu'Hydro-Québec ne devrait pas être très préoccupant étant donné les surplus que les Maritimes prévoient au cours des prochaines années et mentionnés plus haut.

Nous recommandons que, tant que le Distributeur n'aura pas obtenu les études démontrant que les importations en provenance du Nouveau-

[85] HQD-4, document 1, page 44, réponse 22.2.
[86] HQD-1, document 1, annexe 4A, page 174.
[87] HQD-4, document 1, page 44, réponse 22.2.

Brunswick seraient limitées, il inscrive dans son bilan de puissance une valeur conservatrice de 500 MW d'achats à court terme potentiels en provenance de ce réseau.

Dès qu'il aura reçu les études du Transporteur établissant une relation entre les importations en provenance du Nouveau-Brunswick et la production éolienne de la Gaspésie, nous recommandons que le Distributeur utilise cette relation dans une analyse de fiabilité en puissance comme celle décrite à la figure 1 de l'annexe 1 en y intégrant un sous-modèle « Nouveau-Brunswick » disponible comme moyen de gestion. Un tel sous-modèle serait relié au sous-modèle « Éolien » par une ligne pointillée représentant une corrélation entre les deux.

D'ailleurs Hydro-Québec vient d'annoncer une innovation technologique des plus intéressantes pour faciliter ce genre d'étude sur le réseau de transport :

> *« […] Or, jusqu'à tout récemment, la simulation de réseau avec des modèles détaillés de parcs éoliens était pratiquement impossible. C'est maintenant réalisable grâce à des travaux menés à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec.*
>
> *[…]*
>
> *Ces modèles devraient être suffisamment précis pour assurer la justesse des études de comportement du réseau et aussi permettre d'effectuer des simulations rapides.*
>
> *[…]*
>
> *Cet environnement est si performant qu'il offre la possibilité de simuler en temps réel l'ensemble du réseau de transport à haute tension, en prenant en compte tous les parcs éoliens existants et à*

> *venir d'ici 2015, en plus des interconnexions à courant continu (HTCC).*
>
> *[…]*
>
> *Un outil formidable pour assister HQT dans ses études visant l'intégration massive de l'énergie éolienne à son réseau. À l'horizon 2015, la division transportera quelque 4000 MW provenant de cette source d'énergie. »*[88]

Nouvelle-Angleterre

La zone de réglage de la Nouvelle-Angleterre montre des marges de manoeuvre considérables de l'ordre de 7000 MW sur l'horizon du Plan[89]. Toutefois, comme pour le Nouveau-Brunswick, le Distributeur n'a pas compté, dans ses marchés à court terme, de puissance en provenance de la Nouvelle-Angleterre. Des contraintes peuvent limiter l'accès à cette puissance lors de certaines heures :

> *« La capacité de réception à partir du chemin NE-HQT, affichée à 1 700 MW sur OASIS, n'est pas disponible lorsque le poste Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. C'est la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. »*[90]
> *(Nous soulignons)*

Toutefois, le Distributeur n'a pas été en mesure de nous indiquer le pourcentage du temps où la contrainte s'appliquait[91]. Dans le cas où le pourcentage ne serait pas trop élevé et permettrait des bénéfices à la fiabilité en puissance, le Distributeur devrait inclure des importations de la Nouvelle-Angleterre dans ses

[88] Hydropresse, 91e année, no. 2, mars 2011, pages 4 et 5.
[89] HQD-1, document 2, annexe 4B, page 182, tableau 4B-3.
[90] HQD-1, document 2, annexe 4A, page 174, lignes 13 à 17.
[91] HQD-4, document 9, page 21, réponse 13.1.

analyses de fiabilité en corrélation avec la production de la centrale La Grande-2A.

À moyen terme, un projet de nouvelle interconnexion augmentera la capacité d'importation en provenance de la Nouvelle-Angleterre :

> *« Le projet de construction d'une nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre pourrait voir le jour au cours de 2015. La présence d'une telle interconnexion pourrait grandement faciliter l'établissement d'un lien d'importation, disponible à la pointe, à partir de la Nouvelle-Angleterre. »*[92]

Nous recommandons que, dès que le projet de nouvelle interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre sera probable, le Distributeur intègre une quantité de contribution en puissance de ce marché à court terme en provenance de cette interconnexion.

Ontario

La zone de réglage de l'Ontario montre des marges de manœuvre considérables variant entre 2027 MW et 5238 MW sur l'horizon du Plan[93]. La capacité disponible à la pointe en mode importation à partir de ce marché a été portée à 1530 MW depuis la mise en service d'une nouvelle interconnexion avec l'Ontario[94]. Cette nouvelle interconnexion a été construite en considérant qu'elle apporterait des bénéfices en fiabilité :

> *« La capacité de la nouvelle interconnexion a été souscrite par Hydro- Québec Production pour une durée de 50 ans. Cela permettra à Hydro- Québec Production de vendre de l'énergie propre et renouvelable aux conditions des marchés adjacents.*

[92] HQD-4, document 1, page 43, réponse 22.1.
[93] HQD-1, document 2, annexe 4B, page 182, tableau 4B-3.

> *Grâce à sa capacité d'importation, l'interconnexion permettra également d'augmenter la fiabilité du réseau électrique québécois. »*[95] *(Nous soulignons)*

Toutefois, comme pour le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur n'a pas compté, dans ses marchés à court terme, de puissance en provenance de l'Ontario.

Selon le Distributeur, des contraintes pourraient limiter l'accès à cette puissance lors de certaines heures :

> *« Depuis la mise en service de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario, la quantité de puissance pouvant être acheminée au Québec a augmenté de manière importante.*
>
> *Par contre, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale (réf. 4.1, paragraphe 2.3.2.2, page 10-4). Ainsi, le caractère rappelable de l'énergie ne permet pas de qualifier les centrales localisées dans cette juridiction au marché de la puissance. En plus, l'absence de marché de puissance implique des difficultés additionnelles.*
>
> *Il est cependant possible d'utiliser les interconnexions avec l'Ontario pour transiter la puissance qui proviendrait d'États voisins de l'Ontario, comme ceux du Michigan ou de New York. En effet, le service découlant d'un transit de puissance à travers l'Ontario, à partir d'une zone de réglage tierce comporte la qualité de service*

[94] HQD-1, document 2, annexe 4B, page 186, tableau 4B-5.
[95] Hydro-Québec, Plan stratégique 2009-2013, page 42.

> *recherchée, puisque l'IESO ne peut interrompre ce type de service, afin de prioriser la desserte de la charge locale (« linked wheel »).*
>
> *Toutefois, ce type de transaction pourrait comporter des risques sur le coût des approvisionnements, reliés au fonctionnement du marché ontarien qui est basé sur des prix distincts par point de transaction (« Locational Marginal Pricing »). »*[96] *(Nous soulignons)*

Il nous semble raisonnable que l'ISEO priorise l'alimentation de la charge locale de l'Ontario et cette priorité est probablement le même pour tous les réseaux. Toutefois, avec les marges de manœuvre confortables dont dispose le marché ontarien, nous soumettons que le Distributeur ne devrait pas avoir de préoccupation particulière à cet effet.

D'ailleurs, pour des situations particulières, le Distributeur admet pouvoir compter sur son accès au marché ontarien :

> *« Les approvisionnements en puissance garantie à partir de l'Ontario ne sont pas admissibles, compte tenu des règles actuelles de l'IESO. Le transit de puissance provenant d'une zone de réglage tierce serait par contre possible, mais non sans risque financier. Cette option doit donc être réservée aux situations particulières où des ressources planifiées deviennent indisponibles. »*[97] *(Nous soulignons)*

Le Distributeur donne un exemple de situation particulière :

> *« 14.1 Veuillez indiquer de quelles juridictions sont les ressources planifiées dont il est fait mention dans la référence.*
>
> *Réponse :*

[96] HQD-1, document 2, annexe 4B, pages 187 et 188, section 4.2.

> *Il s'agit principalement des 400 MW additionnels associés aux conventions d'énergie différée. Voir la section 4.4.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 consacrée à ce sujet. »*[98]

Nous voyons difficilement comment l'accès à la puissance via les interconnexions avec l'Ontario peut dépendre des 400 MW additionnels associés aux conventions d'énergie différée au Québec.

Voyons une autre explication du Distributeur :

> *« Les conventions d'énergie différée avec le Producteur prévoient la fourniture d'une puissance pouvant atteindre 800 MW au-delà des 600 MW associés aux contrats originaux, incluant un bloc de 400 MW dont la disponibilité demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédent la pointe hivernale. Étant donné son caractère moins certain, la puissance additionnelle du bloc de 400 MW est considérée comme une ressource supplémentaire, susceptible de contribuer aux bilans en énergie et en puissance. Elle n'a donc pas été incluse dans le bilan après déploiement des moyens de gestion existants (voir le tableau 4.2-2). Dans le cas où cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario. Tel qu'établi à l'annexe 4B, ces services peuvent comporter certains risques de coûts plus élevés, surtout lorsque la puissance sous contrat comporte une contribution plus importante en énergie. Afin de minimiser l'exposition à ce type de risques, l'énergie associée à*

[97] HQD-1, document 2, annexe 4B, pages 189 et 190.
[98] HQD-4, document 9, page 22, question 14.1.

> *la puissance provenant des marchés éloignés devrait être appelée le moins souvent possible, en ayant recours, enpriorité, aux autres moyens présents dans le portefeuille de ressources du Distributeur. »*[99] *(Nous soulignons)*

Donc, on peut conclure qu'une puissance de 400 MW peut être disponible en provenance de l'Ontario comportant certains risques sur les prix, ces risques pouvant être pris en compte dans les analyses de fiabilité du Distributeur pour ce moyen de gestion.

De plus, le Distributeur se propose d'entreprendre des démarches permettant d'augmenter sa confiance envers les importations en provenance de l'Ontario :

> *« Parallèlement, le Distributeur entreprendra des démarches avec les réseaux voisins, notamment avec celui de l'Ontario, afin de s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contrainte à ce type de produit. Une telle uniformisation pourrait permettre à tous les producteurs, sans égard au marché où leurs ressources sont localisées, de participer aux marchés de puissance au Québec. À cet égard, le Distributeur souhaiterait être en mesure d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1250 MW reliant le poste Outaouais à l'Ontario. Le succès d'une telle initiative pourrait permettre d'ouvrir un éventuel appel d'offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l'Ontario. »*[100] *(Nous soulignons)*

[99] HQD-1, document 1, page 42 et 43, section 4.4.1.2.
[100] HQD-1, document 1, page 48, lignes 10 à 19.

D'ailleurs, lors du dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur comptait effectuer certains tests afin de vérifier la fiabilité des livraisons provenant de l'Ontario[101]. **Nous recommandons que la Régie obtienne du Distributeur les résultats des tests afin de vérifier la fiabilité des livraisons provenant de l'Ontario.**

Nous recommandons que le Distributeur effectue des démarches, des études et des essais avec le réseau de l'Ontario afin de pouvoir accéder à des importations en puissance en provenance de ce marché et qu'il fournisse les résultats à la Régie avant de procéder à de nouveaux appels d'offres pour des approvisionnements en puissance. D'ici là, nous recommandons qu'une quantité de 400 MW soit inscrite au bilan de puissance du Distributeur comme moyen de gestion en provenance de l'Ontario.

Québec

Le Distributeur indique que :

> *« La marge de manœuvre dont dispose la zone de réglage du Québec au-delà des ressources requises pour le respect du critère de suffisance des ressources en puissance. »*[102]

Une partie de cette marge de manœuvre se retrouve effectivement chez le Producteur qui montre, dans le cadre du Plan stratégique 2009-2013, des puissances non engagées variant entre 897 MW et 2346 MW entre les hivers 2011-2012 et 2014-2015[103].

Le Distributeur émet toutefois certaines réserves sur ces puissances non engagées du Producteur :

[101] Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 29.
[102] HQD-1, document 1, page 27, lignes 9 à 11.

« Par contre, la planification du Producteur prévoit un accroissement des ventes à l'exportation (réf. 6.1, pages 25 à 27). Les demandes de service de transport adressées par le Producteur pour acheminer de nouvelles quantités de production vers la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et le Nouveau-Brunswick confirment ces intentions (réf. 6.2, lien vers le « Tableau des études d'impact pour les demandes de service de transport », voir les demandes 117T, 120T et 135T). »[104]

et :

« Les conventions d'énergie différée avec le Producteur prévoient la fourniture d'une puissance pouvant atteindre 800 MW au-delà des 600 MW associés aux contrats originaux, incluant un bloc de 400 MW dont la disponibilité demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédent la pointe hivernale. Étant donné son caractère moins certain, la puissance additionnelle du bloc de 400 MW est considérée comme une ressource supplémentaire, susceptible de contribuer aux bilans en énergie et en puissance. Elle n'a donc pas été incluse dans le bilan après déploiement des moyens de gestion existants (voir le tableau 4.2-2). »[105]

Deux cas peuvent se produire :

Premièrement, si le Producteur n'engage pas la puissance non engagée dont il dispose, elle sera disponible au besoin pour le marché à court terme et en particulier le bloc de 400 MW qui demeure sujet à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédant la pointe hivernale.

[103] Hydro-Québec, Plan stratégique 2009-2013, page 18.
[104] HQD-1, document 1, page 42, lignes 14 à 21.
[105] HQD-1, document 2, annexe 4B, page 188, lignes 15 à 20.

Deuxièmement, le Producteur pourrait engager, en partie ou en totalité, sa puissance non engagée comme peuvent le laisser entendre les demandes de service de transport qu'il a adressées pour acheminer de nouvelles quantités de production vers la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et le Nouveau-Brunswick. Toutefois, il n'en demeure pas moins que de telles ventes de puissance du Producteur vers ces zones de réglage ne pourront qu'améliorer la situation de surplus qui prévaut dans ces zones sur l'horizon du Plan tel que mentionné plus haut. D'ailleurs, lorsque le Québec exporte des quantités de puissance vers les réseaux voisins, la capacité d'importation en provenance de ces réseaux s'en trouve virtuellement augmentée d'autant. En effet, avant de procéder à des importations, le Distributeur disposerait de la possibilité de ramener les exportations (en négatif) vers le Québec avant de procéder physiquement à l'importation. De plus, de nouvelles exportations vers la Nouvelle-Angleterre supposeraient la mise en service d'une nouvelle interconnexion augmentant ainsi le partage de réserve en provenance de cette zone. Aussi, de nouvelles exportations vers le Nouveau-Brunswick permettraient aussi d'augmenter le partage de réserve en provenance de ce réseau en atténuant la problématique de la production éolienne de la Gaspésie soulevée par le Distributeur et traitée plus haut.

Dans les deux cas, une puissance additionnelle de 400 MW en provenance du Producteur nous semble conservatrice. Même si le bloc de 400 MW n'a pas été inclus dans le bilan après déploiement des moyens existants, Le Distributeur l'a quand même inclus dans le bilan de puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion à compter de l'hiver 2015-2016[106]. Par contre, cette inclusion est assortie d'une condition affectant d'autres marchés :

> *« Dans le cas où cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être*

[106] HQD-1, document 1, page 53, tableau 4.4-4.

> *achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario. »*[107]

Nous sommes d'accord qu'une puissance de 1400 MW soit incluse dans le bilan de puissance du Distributeur à compter de 2015-2016 (et avant si requis) comme moyen de gestion en provenance du Producteur dans les contrats de base et cyclable. Toutefois, nous recommandons que cette inclusion ne soit pas assortie d'une condition qui affecterait l'accès à d'autres marchés à court terme.

Partage de réserve

Le critère de la fiabilité en puissance du NPCC encourage les réseaux à tenir compte du partage de réserve dans leur démonstration de la fiabilité en puissance :

> *« The probability (or risk) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, not more than one day in ten years as determined by studies conducted for each Resource Planning and Planning Coordinator Area. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of **load** expectation (LOLE) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Planning Coordinator Areas, transmission transfer capabilities, and*

[107] HQD-1, document 1, page 42, lignes 21 à 25.

> *capacity and/or **load** relief from available operating procedures. »*[108]
> *(Nous soulignons)*

Hydro-Québec a pris position au sujet du partage de réserve en 1999 :

> *« It is important to note that Hydro-Québec no longer counts on reserve sharing with other areas unless there are firm reservation or commitment for both generation and transmission. It is Hydro-Québec position that, with the new open market approach, generation and transmission must be secured on a commercial basis to ensure their future availability. »*[109]

Toutefois, en planification, les bilans du Distributeur indiquent une forme de partage de réserve sous l'appellation « Contribution des marchés de court terme »[110]. À plus court terme, le Distributeur s'impose comme contrainte de garantir les puissances par des contrats de puissance de court terme qu'il peut conclure au début de l'hiver comme il l'a fait notamment à la fin de 2010 pour une quantité de 600 MW[111].

Une étude du NPCC montrait pour l'année 2009 un partage possible pour le Québec variant entre 1618 et 2440 MW[112]. De plus, nous avons vu plus haut que des surplus importants sont dégagés par les réseaux voisins dans l'horizon du Plan. Par conséquent, nous considérons discutable la politique du Distributeur de garantir les quantités surtout pour des quantités de 600 MW comme l'hiver dernier alors que le potentiel est significativement supérieur. **Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de revoir sa politique**

[108] http://www.npcc.org/documents/regStandards/Directories.aspx , Directory 1 Design and Operation of the BPS , pages 9 et 10, section 5.2.
[109] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, May 1999, page i.
[110] HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2.
[111] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeD_SuiviD2008-133_07dec10.pdf .
[112] http://www.npcc.org/documents/publications/Assis.aspx , Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits, page i, table EX-1.

de réservation des achats à court terme et de fournir des justifications de coûts vs les risques lorsqu'il procède à de telles transactions.

5.3.10. Cas particulier de Churchill Falls

La disponibilité des groupes turbines-alternateurs de la centrale des Churchill Falls est traitée ainsi par le Distributeur :

> *« The capacity purchases are represented according to the contracts between Hydro-Québec and CFLCo.*
>
> *Québec has access to 4,930 MW during winter and from 2,900 to 4,200 MW during the rest of the year. »*[113]

L'accès du Québec à la puissance de 4930 MW n'est pas garanti. Contrairement à un contrat d'achat qui proviendrait d'un fournisseur supporté par un réseau complet, celui avec Churchill Falls (Labrador) Corporation (« CF(L)Co ») ne garantit la puissance que lorsque tous les groupes turbines-alternateurs de la centrale des Chuchill Falls sont disponibles. À preuve, dans la même revue triennale, un événement majeur survenu à la centrale est rapporté :

> *« On November 3rd, 2008, there was a fire in a cable shaft at the Churchill Falls hydro plant. Two generating units were impacted by the fire (500 MW each). Based on the latest technical evaluation, a unit is supposed to be back on line February 1st, 2009 and the other unit March, 15th, 2009. Because the gap between planned and required reserves for the next winter period (see Table 7) is more than 1,100 MW, the loss of 1,000 MW at Churchill Falls unit*

[113] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 27.

leaves Québec Area within the NPCC resource adequacy criterion. »[114]

Le Distributeur fournit un peu plus de détails sur son approche dans la revue triennale de 2005:

« For 2005 and after, Québec has access to 5 064 MW during winter and from 2 900 to 4 200 MW during the rest of the year. For each month, the capacity of the generating station is reduced by 89 MW above its forced outage rate. »[115]

Or, l'utilisation d'une telle valeur moyenne n'est pas suffisante pour bien représenter les aléas sur la disponibilité des groupes de la centrale des Churchill Falls. **Nous recommandons plutôt qu'au plus tard dans la prochaine revue triennale, la centrale des Churchill Falls soit modélisée comme une centrale (en déduisant la charge à laquelle CF(L)Co a droit) comme c'est le cas des autres centrales du Producteur, et en considérant l'historique à jour des 5 dernières années pour établir les aléas sur le taux de pannes.**

5.3.11. Petites centrales hydroélectriques

Le Distributeur a mis en place un programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydrauliques de 50 MW et moins :

« Le 15 juillet 2009, le Distributeur a mis en place un programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins (programme d'achat d'électricité), développées en partenariat avec les communautés locales et autochtones.

[114] 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 13.
[115] 2005 Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 8, 2006, page 26.

> *La date limite pour soumettre un projet dans le cadre de ce programme était le 16 mars 2010. Le programme d'achat d'électricité a permis au Distributeur de retenir treize projets pour un total de 150 MW de puissance installée. Trois contrats ont déjà été signés pour une puissance installée de 23 MW. Les dix autres projets seront mis sous contrat au cours des prochains mois, suite à la conclusion des conventions d'avant-projet ou des ententes de raccordement entre les fournisseurs et le Transporteur.*
>
> *Les mises en service de l'ensemble des projets s'étaleront de 2011 à 2014 inclusivement. »*[116] *(Nous soulignons)*

Sur la base des caractéristiques des soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques, le Distributeur à ajusté le taux de réserve à 60% au lieu de 40% prévu initialement[117]. Plus précisément :

> *« L'ajustement du taux de réserve pour les soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques est basé sur les facteurs d'utilisation mensuels de janvier prévus par les soumissionnaires dans leurs offres. Ce taux théorique pourra être ajusté dans le futur sur la base des données réelles de la production des centrales. »*[118] *(Nous soulignons)*

Ce taux de réserve de 60% nous semble particulièrement élevé. À titre de comparaison, Hydro-Québec évaluait, en 1997, un taux de réserve de 30% sur la puissance installée de 192 MW des producteurs privés hydrauliques[119] .

[116] HQD-1, document 1, page 25, lignes 6 à 16.
[117] HQD-1, document 1, page 36, lignes 9 à 12.
[118] HQD-4, document 1, page 13, réponse 7.1.
[119] R-3550-2004, HQD-7, document 1.28, page 47, tableau 3.2.1.

Nous sommes d'accord que le Distributeur devrait ajuster le taux de réserve théorique pour les soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques dès que des données réelles deviendront disponibles.

5.3.12. Gestion de la consommation et appel au public

Lors de journées de forte demande en hiver, le Distributeur peut faire un appel au public pour lui demander sa collaboration dans la réduction de sa consommation aux heures de pointe définies dans l'appel. L'appel au public se fait par des communiqués de presse et des présences média des porte-parole d'Hydro-Québec normalement à compter de la veille de la journée de forte demande. Des appels ont été faits avec succès dans le passé comme en témoigne le tableau 3 qui répertorie toutes les demandes faites au cours des dix dernières années.

Tableau 3 Appels au public faits par Hydro-Québec en période de pointe

Date	Source	Heures de pointe	Heure de pointe réelle	Besoins prévus (MW)	Besoins réels (MW)	Réduction préliminaire (MW)	Réduction confirmée (MW)
9 janvier 2004	(1)	6h00 à 9h00		35 441			
	(2)		7h30		34 885		
14 janvier 2004	(3)	6h00 à 9h00		35 900			
	(4)		7h18		35 137		
	(3)	17h00 à 19h00		36 500			
	(5)		18h00		35 601		
15 janvier 2004	(3)	6h00 à 9h00		36 500			
	(5)		7h30		35 818	500	
	(3)	17h00 et 20h00		37 300			
	(5)	17h00 et 20h00		37 000			
	(6)		17h20		36 274	500	800 (7)
	(8)				36 268		
16 janvier 2004	(3)	6h00 à 9h00		36 700			
	(6)				35 342		
15 janvier 2009	(8)	6h00 à 9h00		37 900			
	(9)				36 250		
	(8)	17h00 à 20h00					
16 janvier 2009	(9)	6h00 à 9h00		38 000			
	(11)		8h00		37 230	400 (10)	600 (7)
	(9)	17h00 à 20h00		35 700 (10)			
24 janvier 2011	(12)	6h00 à 9h00		38 000			
	(13)		7h38		38 286	300	N/D
	(12)	16h00 à 20h00					
25 janvier 2011	(12)	6h00 à 9h00					

Sources:

(1) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFr2004-001.htm

(2) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFr2004-006.htm

(3) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFr2004-010.htm

(4) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFr2004-011.htm

(5) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFr2004-012.htm

(6) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFr2004-013.htm

(7) HQD-3, document 9, page 8, réponse 4.2, tableau R-4.2

(8) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2009-003.htm

(9) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2009-007.htm

(10) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2009-008.htm

(11) http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/pdf/rapport-annuel-2009.pdf, page 20.

(12) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2011-006.htm

(13) http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2011-007.htm

Le tableau 3 indique que l'appel au public, lorsque lancé auprès de la population, constitue un moyen très efficace. Même si le Distributeur n'a analysé l'effet que sur trois heures de pointe au cours des dix dernières années, le tableau indique que le moyen de gestion a été utile pendant 13 périodes de pointe différentes dont 6 lors d'une seule période de 8 jours en 2004 marquée par de fortes demandes et des événements sur le réseau de transport. En réalité, depuis dix ans, les appels ont porté sur 39 heures même si le Distributeur n'a analysé l'effet que sur 3 de ces heures dont la dernière de façon préliminaire seulement.

Le tableau indique que la réduction en MW suite à l'appel (avant-dernière colonne du tableau 3) est normalement évaluée de façon préliminaire par Hydro-Québec, généralement dès le lendemain. Par la suite, l'effet est évalué et isolé de façon plus complète avec des données validées (dernière colonne du tableau 3). Pour les deux heures de pointe pour lesquelles le Distributeur a confirmé l'effet en MW, soit celles du 15 janvier 2004 et du 16 janvier 2009, la valeur confirmée a surpassé la valeur préliminaire de 300 et 200 MW respectivement. Avec l'information fournie, on pourrait s'attendre à un résultat semblable lors de l'évaluation plus détaillée de la pointe du 24 janvier 2011. Attendons voir, mais on peut d'ores et déjà constater que des réductions des besoins de 800 et 700 MW évaluées lors de ces deux heures de pointe montrent un potentiel très intéressant pour ce moyen de gestion à la disposition du Distributeur en dernier recours.

Le NPCC encourage d'ailleurs l'utilisation de l'appel au public dans les moyens de gestion de la pointe au même titre que l'électricité interruptible et l'abaissement de tension :

> *« Each area takes defined steps as their reserve levels approach critical levels. These steps consist of those load control and generation supplements that can be implemented before firm load has to be disconnected. Load control measures could include*

> *disconnecting or reducing interruptible loads, making public appeals to reduce demand, and/or implementing voltage reductions. Other measures could include calling on generation available under emergency conditions, and/or reducing operating reserves. »*[120] *(Nous soulignons)*

Le Distributeur est toutefois d'un avis différent :

> *« L'appel au public est un moyen de gestion opérationnel de la demande de pointe. Le Distributeur n'a aucun contrôle sur le niveau d'effacement à la pointe associé à un appel au public. Il ne peut qu'en constater le résultat.*
>
> *De plus, une utilisation répétée de ce moyen pourrait en réduire l'efficacité.*
>
> *Même si l'appel au public est un moyen considéré par le Distributeur lors de la gestion de la pointe hivernale, il ne peut cependant être pris en compte dans la planification des moyens car son effet sur la demande est imprévisible et incertain.*
>
> *L'appel au public n'est donc pas une source d'approvisionnement. »*[121] *(Le Distributeur souligne)*

Nous sommes d'accord que le moyen d'appel au public doit être utilisé en dernier recours et avec parcimonie et qu'une utilisation répétée peut en réduire l'efficacité.

Toutefois, nous ne sommes pas en accord que le moyen ne peut pas être pris en compte dans la planification des moyens, sous prétexte que son

[120] Northeast Power Coordinating Council Interregional Long Range Adequacy Overview, Approved by the RCC, November 30, 2010, page 13.
[121] HQD-4, document 2, page 20, réponse 8.b.

effet sur la demande est imprévisible et incertain. Ce caractère imprévisible et incertain est vrai pour tous les éléments de l'offre et la demande, notamment la demande elle-même, les économies d'énergie, la disponibilité des groupes turbines-alternateurs, la production éolienne, etc. Il s'agit simplement de bien représenter les variations aléatoires de ces phénomènes et l'appel au public ne devrait pas faire exception.

Le Distributeur pourrait faire une analyse des 39 heures qui ont fait l'objet d'un appel au public au cours des 10 dernières années et en déduire une distribution statistique en MW. Par la suite, ce moyen de gestion pourrait être inclus dans les études de fiabilité avec des contraintes qui émaneront de l'analyse et qui seront semblables à celles de l'électricité interruptible, par exemple :

- Appels pour des périodes de 4 heures le matin et de 4 heures le soir;
- Appels faits la veille;
- Maximum de 6 périodes de pointe (AM ou PM) par hiver.

L'expérience montre que la population est généralement très sensible lors de tels appels faits par les services publics.

De plus, le Distributeur envisage un projet de lecture à distance :

> *« Le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation spécifique relative au projet de Lecture à distance (LAD) d'ici 2012. Le projet LAD consiste au remplacement du parc de compteurs existants à court terme, l'installation d'une infrastructure de mesurage avancé et le déploiement d'une plateforme de télécommunications. Lorsque la Régie aura, le cas échéant, approuvé ce projet majeur, le Distributeur pourra qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et développer éventuellement*

> *l'offre d'options en gestion de la consommation, dans la mesure où celles-ci répondent, de façon économique, à des besoins réels. D'ici ce moment, le Distributeur poursuit ses activités de vigie et de prospection. »*[122]

Le Distributeur envisage aussi un Projet Tarification Heure Juste (« PTHJ ») dont l'UMQ a déjà souligné l'intérêt en pointe :

> *« Dès que les coûts évités en puissance le justifieront, l'UMQ est d'avis que la tarification dynamique sera un outil efficace pour gérer notamment les heures de pointe les plus problématiques qui entraînent des coûts d'approvisionnement élevés et des recours à des moyens de gestion comme l'électricité interruptible. Le recours aux réductions de consommation des clients résidentiels qui seront éventuellement équipés d'un compteur approprié s'avère, selon l'UMQ, un moyen économique suite aux indications du projet et des expériences pilotes réalisées ailleurs. »*[123]

On peut concevoir qu'avec des moyens de plus grande diffusion comme la lecture à distance (« LAD ») et des incitatifs tarifaires comme le PTHJ en pointe, la réponse pourrait être encore meilleure que les appels au public faits au cours des 10 dernières années. On peut déduire que le Distributeur considérera éventuellement une quantité de réduction associée à ces deux projets dans ses bilans de puissance et que les résultats seront au moins de l'ordre des 700-800 MW observés dans le passé lors de simples appels au public. L'utilisation des fonctionnalités du LAD ne serait, à toutes fins pratiques, qu'un appel au public utilisant une technologie de communication différente mais probablement plus efficace pour rejoindre plus de clients.

[122] HQD-1, document 1, pages 28 et 29, section 3.4.
[123] R-3740-2010, pièce C-3-3, Mémoire de l'UMQ, 22 octobre 2010, page 36, section 11.

Nous comprenons que le projet LAD quoique bien engagé, n'a pas encore fixé de date cible pour l'utilisation du compteur dans ses fonctions potentielles Gestion de la consommation, Option de tarification dynamique et Gestion de la pointe en temps réel et que le Distributeur ne veut pas se prononcer tout de suite sur l'effet en résultant[124].

Mais nous recommandons dès maintenant, en attendant que le Distributeur ne complète ses analyses sur le LAD et le PTHJ, qu'il inscrive à son bilan de puissance comme moyen de gestion, le plus tard possible dans la liste de moyens, un appel au public de l'ordre de 700 MW. Ce moyen doit être considéré avec ses incertitudes et ses contraintes d'utilisation, notamment sur le nombre d'appels par année qui devrait, pour l'instant, être limité à 6.

5.3.13. Équipements de transport et d'interconnexion

Le critère de fiabilité du NPCC stipule que les caractéristiques et contraintes des équipements de transport et d'interconnexion doivent être prises en compte dans l'évaluation de la fiabilité. Le Distributeur ne le fait pas mais exige du Transporteur que le réseau de transport soit conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus par le scénario moyen de la demande plus 4000 MW.

Contrairement aux autres choix faits par le Distributeur dans le respect de sa fiabilité en puissance, aucune démonstration n'est faite sur le caractère nécessaire ou suffisant de ce critère déterministe. Si une telle demande de 4000 MW au-dessus de la prévision moyenne arrivait, il est fort probable que le Distributeur et le Producteur auraient recours à leurs programmes d'électricité interruptible et que la demande soit réduite d'autant. Il se peut aussi que le Distributeur ne dispose même pas des ressources nécessaires pour alimenter

[124] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3723-10/SuiviD-2010-078HQD_3723-10/Presentation_SeanceInfo_30mars2011.pdf , page 5.

cette demande de 4000 MW au-dessus de la prévision moyenne lorsqu'elle se présenterait et que cette demande amènerait une défaillance de toute façon dans l'évaluation probabiliste faite par le Distributeur.

Nous ne pouvons pas nous prononcer sur l'optimalité de ce critère déterministe mais si les contraintes de transport étaient intégrées dans les modèles de fiabilité en puissance, l'effet d'une telle limite pourrait être mesuré. On pourrait ainsi évaluer le nombre d'heures de défaillance causées par cette contrainte. On pourrait aussi trouver une valeur optimale d'équipement de transport qui présente un équilibre entre le coût associé au réseau de transport et les coûts de défaillance du Distributeur. Le Distributeur n'a toutefois pu répondre à ces deux questions posées dans notre demande de renseignements[125]. **Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur une démonstration, à l'aide de son modèle de fiabilité en puissance, du caractère nécessaire et suffisant du critère de conception du réseau de transport et qu'il indique le nombre d'heures de défaillance au cours des quatre prochains hivers entraîné par ce critère.**

Le réseau de transport doit être conçu pour transporter, avec une certaine fiabilité, la puissance des sources d'approvisionnements du Distributeur. Parmi celles-ci se trouve la production éolienne et son caractère intermittent. Le choix le plus coûteux est d'équiper le réseau de transport pour être en mesure de transporter la totalité de la puissance installée des parcs éoliens. C'est ce choix qui a été retenu par le Transporteur[126] Mais ce choix n'est sans doute pas optimal comme l'UMQ l'a démontré[127]. Toutefois, le Transporteur mentionnait qu'il ne faisait que répondre à la demande formulée par le Distributeur :

[125] HQD-4, document 9, pages 38 et 39, réponses 24.3 et 24.4.
[126] R-3742-2010, HQT-1, document 1, pages 41 à 43, section 3.5.
[127] R-3742-2010, pièce C-UMQ-0007, Mémoire de l'UMQ, sections 2 et 3.

> « *Dans le cadre d'un projet de raccordement d'une nouvelle production, le Transporteur conçoit toujours son réseau de transport de façon à pouvoir intégrer au réseau la totalité de la nouvelle puissance installée.*
>
> *Dans les faits, il revient au Distributeur de spécifier dans sa demande de raccordement la puissance qui doit être intégrée au réseau, ce qu'il fit dans sa lettre du 6 juin 2008 adressée au Transporteur, déposée en annexe 1 de la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 2.*
>
> *Par ailleurs, l'intégration de 100% de la puissance nominale de tous les parcs assure au Distributeur une disponibilité de ressource suffisante comme celle spécifiée à la référence ii) de 30 % et ce, quelque soient les parcs utilisés, car tous sont acheminables pour alimenter la charge.*
>
> *Ainsi, comme convenu avec le Distributeur, le Transporteur conçoit son réseau de transport de façon à pouvoir intégrer au réseau la puissance totale installée des parcs éoliens retenus et faisant l'objet du présent dossier. Le Transporteur réitère qu'il doit réaliser les investissements nécessaires pour intégrer la totalité de la production de 1936,5 MW.* »[128] (Nous soulignons)

Mais le Distributeur a quand même déjà consenti à une exception qui a permis une économie appréciable :

> « *Dans le cadre des appels d'offres éoliens A/O 2005-03 et A/O 2009-02, une approche d'intégration des parcs éoliens qui aurait exclu toute énergie embouteillée aurait déclenché la construction*

[128] R-3742-2010, HQT-2, document 1, page 3, réponse 1.1.

d'une nouvelle ligne à 315 kV. La solution d'un plafonnement de la production éolienne, à certains périodes précises, à l'extérieur des heures de pointe, a été proposée afin d'éviter la construction de cette ligne. Il sera requis d'avoir recours à ce plafonnement lorsque la production éolienne installée dans la péninsule gaspésienne aura atteint un volume critique dépassant la capacité actuelle du réseau. Une économie appréciable a donc été réalisée en acceptant de mettre en oeuvre ce scénario de plafonnement, qui, par ailleurs, n'affecte pas la fiabilité du réseau en période de pointe. »[129]

Nous souhaiterons qu'un tel principe d'optimalité soit transposé aux autres projets d'intégration et ce, sans se limiter nécessairement aux heures hors-pointe. Avec un modèle de fiabilité du type de ceux que nous recommandons qui peut intégrer la production éolienne et le réseau de transport et leurs contraintes et aléas respectifs, on peut déterminer la quantité optimale à transporter. Cette valeur, inférieure à la puissance installée totale, peut être déterminée et découler d'un compromis optimal entre les coûts de conception du réseau de transport et l'espérance des coûts associés aux plafonnements occasionnels de la production éolienne. **Nous recommandons que, lors de toute demande d'intégration de la production éolienne faite au Transporteur par le Distributeur, la Régie demande au Distributeur de déposer une démonstration de la quantité optimale à transporter en utilisant un modèle approprié de fiabilité en puissance.**

5.3.14. Choix des modèles d'évaluation

Avec la complexité de plus en plus grandissante des divers éléments de l'offre et de la demande des réseaux de production, transport et distribution d'électricité, les responsables se tournent de plus en plus vers les modèles de simulation stochastique chronologique pour combler plusieurs besoins dont des exemples

[129] HQD-4, document 9, page 40, réponse 25.1.

se trouvent notamment à la section 3 de l'annexe 1. Hydro-Québec le faisait déjà en 1991 pour démontrer sa fiabilité en puissance et le préconisait encore tout récemment pour plusieurs applications dont certaines reliées à la fiabilité en puissance, par exemple :

- L'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne[130];
- L'évaluation de la contribution en puissance de l'électricité interruptible (modèle FEPMC)[131];
- L'impact de la production éolienne sur la régulation de la fréquence[132].

Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise encore le modèle MARS[133]. Pour rencontrer les besoins du Distributeur dans l'évaluation de sa fiabilité en puissance, ce modèle comporte certaines lacunes :

- Il considère la demande de façon déterministe[134].
- Il ne peut prendre en considération de façon flexible des limites telles que celles qui contraignent les heures d'utilisation des ressources[135] ou les délais d'appel[136], par exemple pour l'électricité interruptible et certaines centrales thermoélectriques.

[130] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf , page 4, section 3.
[131] R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, réponse 1.1.
[132] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Régulation%20de%20la%20fréquence.pdf , page 20.
[133] HQD-1, document 1, page 36.
[134] HQD-1, document 1, pages 36 et 37.
[135] R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, réponse 1.1.
[136] R-3678-2008, HQD-2, document 6, page 8, réponse 3.3 a).

- Il n'est pas en mesure de prendre en considération les contraintes d'utilisation de l'électricité interruptible[137].

- Son utilisation peut entraîner des biais dans l'évaluation de la contribution de la production éolienne[138].

- Il ne permet pas de bien représenter les restrictions de la centrale de Beauharnois en situation de glace (section 5.3.6).

- Il ne permet pas la prise en compte de la corrélation entre l'aléa climatique sur la demande, la production éolienne (section 5.3.7) et les restrictions de glace à la centrale Beauharnois (section 5.3.6).

- Il ne permet pas la prise en compte de la corrélation entre la production éolienne de la Gaspésie et la capacité d'importation en provenance du Nouveau-Brunswick (section 5.3.9).

- Il constitue une « boîte noire » difficilement modifiable et adaptable aux besoins spécifiques du Québec.

En plus de ne comporter aucune des lacunes du modèle MARS énoncées plus haut, les modèles de simulation chronologique Monte Carlo comme celui de l'annexe 1 présentent les avantages suivants :

- Leur implantation est très simple et leur programmation informatique n'exige que quelques mois de travail;

- La chronologie horaire est bien représentée;

- N'importe quel aléa peut être ajouté facilement;

[137] R-3678-2008, HQD-2, document 5, page 7.
[138] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf , pages 4 et 5, section 3.1.1.

- La corrélation entre deux ou plusieurs aléas est bien représentée;
- Les caractéristiques des moyens de gestion sont bien représentées (contraintes d'utilisation, délai d'appel, …);
- Ils permettent d'inclure tous les aléas et moyens de gestion connus du système Hydro-Québec dans une simulation intégrée;
- Ils permettent de tenir compte des contraintes de transport et de leurs aléas;
- Ils permettent plusieurs applications connexes.

Le modèle FEPMC est aussi un modèle de simulation chronologique Monte Carlo et le Distributeur est conscient de ses avantages :

> *« Depuis peu, le Distributeur dispose du modèle FEPMC (Fiabilité En Puissance Monte Carlo). Ce modèle permet une plus grande flexibilité pour prendre en considération des limites telles que celles qui contraignent les heures d'utilisation des ressources. Une telle modélisation n'est pas possible à l'intérieur du modèle MARS. FEPMC doit donc être utilisé en complément de MARS pour analyser la contribution en puissance de certaines ressources particulières, telle l'électricité interruptible.*
>
> *Le modèle FEPMC est un simulateur chronologique assorti d'un générateur d'événements aléatoires de type Monte-Carlo. Il permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année, tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande et sur la*

disponibilité des ressources. L'annexe B de la revue triennale 2005 présentait une description détaillée du modèle. »[139]

À partir d'une description sommaire fournie par le Distributeur[140], nous notons quelques aspects du modèle FEPMC ou de ses intrants qui pourraient être améliorés :

i) Dans le modèle de l'annexe 1 (section 5.3), les incertitudes sur la prévision de la demande sont modélisées comme suit :

« Even perfectly knowing the weather conditions, the load forecast carries a "structural" uncertainty caused mainly by demographic and economic parameters that affect the total energy in the study period. Such an uncertainty on total energy may be seen as having a normal distribution and affecting each hour of a scenario in the same direction, with greater magnitude the further we get from time zero.

Once the structural scenario is set, its distribution on an hourly scale still leads to uncertainties which are modeled by normally distributed hourly errors. » (Nous soulignons)

Dans le modèle FEPMC, elles sont plutôt modélisées comme suit :

« Even perfectly knowing the weather conditions, the load forecast carries a structural uncertainty caused mainly by demographic and economic parameters that affect the total energy in the study period. This forecast uncertainty is modeled by generating three

[139] R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, réponse 1.1.
[140] 2005 Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on March 8, 2006, page 31 à 33, Appendix B.

equally probable load levels for each load profile. »[141] *(Nous soulignons)*

L'approche de FEPMC est plutôt optimiste puisqu'elle ne permet pas de couvrir tout l'éventail de cas possibles et qu'elle tronque la distribution de l'aléa. De plus, la description du modèle n'indique pas qu'il prend en compte l'erreur intrinsèque au modèle de prévision.

ii) Pour tenir compte des pannes à la centrale des Churchill Falls, l'analyse de fiabilité faite avec le modèle FEPMC utilise une valeur moyenne de 89 MW alors qu'il serait préférable comme expliqué plus haut (section 5.3.10), que les pannes de groupes turbines-alternateurs soient modélisées en détail comme pour les autres centrales considérées dans l'analyse.

Ces deux hypothèses retenues par le modèle FEPMC peuvent avoir un impact significatif sur l'analyse de fiabilité du Distributeur mais ce sont des lacunes qui pourraient facilement être corrigées dans le modèle étant donné que c'est un type de modèle qui permet l'inclusion de ce genre de fonctionnalités. Une description plus détaillée du modèle nous permettrait de fournir une opinion plus éclairée sur son utilisation pour évaluer la fiabilité du Distributeur et porter un meilleur jugement sur la comparaison avec le modèle MARS.

En plus des différences théoriques citées plus haut, certains résultats permettent de comparer les modèles FEPMC et MARS. Toutefois, ces résultats doivent être considérés avec prudence étant donné que les deux modèles ne tenaient possiblement pas toujours compte des mêmes intrants.

Une première comparaison a été faite par le Distributeur dans le cadre de la Revue triennale déposée au NPCC en 2005 :

[141] 2005 Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on March 8, 2006, page 32, section B 1.1.2.

> *« Ainsi, dans la Revue triennale 2005 déposée au NPCC (2005 Quebec Area Triennial Review of Resource Adequacy), l'évaluation de la fiabilité des approvisionnements pour la zone de contrôle du Québec a été réalisée à partir du modèle MARS développé par General Electric. Cette revue triennale présentait également une comparaison des résultats obtenus avec MARS et ceux obtenus avec un second modèle nouvellement développé par Hydro-Québec Production (FEPMC). La comparaison n'indiquait alors aucune différence significative. La revue triennale a été approuvée par le NPCC en mars 2006. »*[142] *(Nous soulignons)*

Cette comparaison a montré des réserves requises avec des différences atteignant jusqu'à 100 MW. Nous considérons qu'un tel ordre de grandeur n'est pas négligeable et, contrairement à ce que conclut le Distributeur, nous qualifions la différence de significative d'autant plus que le modèle FEPMC, tel que discuté plus haut, pourrait profiter de certains changements d'hypothèses.

Une autre étude a permis de comparer les deux modèles dans un autre contexte et la différence est encore plus marquante lors de l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur[143]. La différence entre les résultats des deux modèles est de plus de 10%, ce qui est très significatif.

D'ailleurs, le Distributeur annonçait en 2008 qu'il utiliserait plutôt le modèle FEPMC pour l'évaluation de la fiabilité lors de la prochaine révision triennale auprès du NPCC :

[142] R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, question 1.1.
[143] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf , pages 13 et 14, tableaux 5 et 6.

> *« Le nouveau modèle de simulation FEPMC (Fiabilité en puissance Monte Carlo) permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande, ce qui n'était pas possible avec le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator) utilisé antérieurement par le Distributeur. Ce dernier a annoncé qu'il va soumettre au «Northeast Power Coordinating Council» (NPCC), lors de sa prochaine révision triennale, l'évaluation du critère de fiabilité selon le modèle FEPMC. »* [144]

Malheureusement, il ne l'a pas fait et n'a pas été en mesure de nous fournir une explication convaincante :

> *« Le modèle FEPMC n'a pas été utilisé pour tester le respect du critère de fiabilité auprès du NPCC. Le Distributeur a opté pour le modèle MARS, un modèle largement utilisé par l'industrie électrique et par les zones de réglage du NPCC. »* [145]

Que le modèle soit largement utilisé par les zones de réglage du NPCC ne constitue pas, pour nous, une explication suffisante pour écarter l'utilisation d'un modèle qui représente mieux la réalité québécoise caractérisée par une prédominance de production hydroélectrique et, bientôt, une forte pénétration de la production éolienne. Les autres zones de réglage du NPCC sont à prédominance thermoélectrique et ont relativement moins de production éolienne et d'électricité interruptible que la zone du Québec

Nous recommandons d'utiliser un modèle de simulation chronologique Monte Carlo pour effectuer les évaluations de fiabilité en puissance du Distributeur. Un modèle comme celui présenté en annexe 1 ou comme

[144] Décision D-2008-131, dossier R-3678-2008, page 5.
[145] HQD-4, document 9, page 32, réponse 22.3.

FEPMC avec les fonctionnalités et intrants appropriés en sont de bons exemples. Peu importe le modèle, les recommandations de cette section 5.3 sur les hypothèses à utiliser doivent être appliquées.

5.4. Fiabilité en puissance de l'électricité patrimoniale

Suite au Décret 1277-2001, le Distributeur et le Producteur interprètent ainsi l'obligation en ce qui a trait à la fiabilité de l'électricité patrimoniale :

> *« La Loi sur Hydro-Québec et le Décret précisent que l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec Production garantit l'accès à une puissance installée suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale ainsi que les aléas de production et les aléas climatiques en puissance associés à l'électricité patrimoniale. Si on se réfère au critère de fiabilité en puissance du NPCC (Northeast Power Coordinating Council), le respect de ce critère correspond à une espérance de délestage de 2,4 heures par année. »*[146]

Et plus précisément :

> *« La quantité de réserve associée au volume d'électricité patrimoniale a été établie en fonction de l'aléa climatique et du taux de panne des moyens de production. L'aléa climatique est constant d'une année à l'autre et le taux de panne des équipements de production est considéré constant pour les prochaines années, c'est pourquoi la réserve requise est fixée à 3100 MW.*

[146] R-3470-2001, HQD-2, document 2, page 2, lignes 6 à 14.

> *Le Distributeur a la responsabilité d'acquérir les ressources requises en excédent du volume de consommation patrimoniale et d'assurer les approvisionnements pour faire face aux aléas de la demande lesquels croissent avec l'horizon du Plan. »*[147] *(Nous soulignons)*

Pour être plus précis, la quantité de réserve associée au volume d'électricité patrimoniale devrait aussi tenir compte des taux d'entretien, des restrictions et des caractéristiques des moyens à la disposition du Producteur.

Lors du premier Plan d'approvisionnement du Distributeur publié en 2004, la réserve associée au volume d'électricité patrimoniale a été fixée à 3 600 MW :

> *« Dans son premier Plan d'approvisionnement, étant donné l'incertitude sur les caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats d'approvisionnement, le Distributeur proposait d'appliquer, de façon provisoire, un taux de réserve de 15 % sur ses besoins qui excédaient l'électricité patrimoniale. Il mentionnait également que cette valeur pourrait être modifiée s'il y avait lieu, suite aux résultats de l'appel d'offres.*
>
> *Dans son dernier État d'avancement, le Distributeur retenait le chiffre de 11 % pour établir les besoins de réserve en puissance à long terme. Pour les deux premières années, ce taux était établi à environ 10,5 %. Il retenait conséquemment une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale de 3 600 MW. »*[148]

Le 15 février 2005, le Distributeur et le Producteur concluent une entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la

[147] R-3550-2004, HQD-5, document 1.2, page 8, réponse 3.2.
[148] R-3550-2004, HQD-3, document 1, pages 8 et 9.

sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. Cette entente décrit ces services dont celui de la Planification des ressources en puissance :

> *« Planifier les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %. »*[149] *(Nous soulignons)*

Cette description comporte certaines interrogations. D'abord, on peut supposer que « une fois par dix ans » sous-entend plutôt « 24 heures par dix ans ». Ensuite, comme nous l'avons souligné à la section 5.3.1, l'aléa climatique ne répond pas à une loi normale :

> *« the weather uncertainty component has been examined more accurately: its distribution does not fit the normal distribution ; extremes are within ±3σ ; »*[150] *(Nous soulignons)*

Enfin, l'écart-type est fixé à 4,5 % alors qu'en réalité, il peut changer avec le temps. Ce fut d'ailleurs le cas dès le Plan d'approvisionnement 2005-2014 :

> *« La réserve qui doit être assurée par HQP pour l'électricité patrimoniale a été établi en considérant un aléa de la demande d'environ 4,5 % soit un taux légèrement supérieur à l'aléa de la première année établi maintenant à 4,32 %. »*[151]

Donc, l'entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement

[149] HQD-1, document 2, annexe 3A, page 142.
[150] Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, May 1999, page 10.
[151] R-3550-2004, HQD-5, document 1.2, page 7, réponse 3.1.

patrimonial ne correspond pas à l'intention exprimée dans le Décret et, par conséquent, devrait être révisée.

Lors du Plan d'approvisionnement 2005-2014, la quantité de réserve associée au volume d'électricité patrimoniale baisse de 500 MW du coup pour atteindre 3100 MW.

Le Distributeur apporte des explications sur cette nouvelle évaluation :

> *« Donc, évidemment, dans ce cas-là, vu qu'on parle de la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale, c'est donc, lorsqu'on regarde le bloc de trente-quatre mille trois cent quarante-deux mégawatts (34 342 MW) et qu'on regarde la réserve qui devrait y être associée.*
>
> *[…]*
>
> *il n'y avait pas eu, au fil des ans, de mise à jour des aléas de la demande*
>
> *[…]*
>
> *Ces aléas-là dataient des années quatre-vingt-quinze (95) ou quatre-vingt- seize (96), et je pourrais, si vous le voulez, avoir la référence exacte, et c'étaient des aléas donc de ce moment-là qui n'avaient pas été, évidemment, rafraîchis.*
>
> *Donc le premier geste qui a été fait, évidemment, c'est de revoir l'ensemble de ces aléas-là.*
>
> *[…]*
>
> *Donc, en gros, ce qui a été fait comme exercice, ce n'est pas très complexe, c'est de reprendre ces aléas-là, année après année, et*

> *de procéder à des analyses numériques d'un modèle, qu'on appelle chez nous le modèle faible de fiabilité en puissance, pour une demande FEP, pour « fiabilité en puissance »,*
>
> *[…]*
>
> *Et ces exercices-là, ce qu'ils ont donné, bien, pour quatre point trente-deux (4,32), on trouve un taux de réserve qui est de huit point huit (8,8); pour quatre point six (4,6), on trouve un taux de réserve qui est de neuf point deux pour cent (9,2 %); pour quatre point huit pour cent (4,8 %), qui correspond à l'aléa de la demande de la troisième année, neuf point cinq pour cent (9,5 %); pour l'année 4, donc cinq point deux (5,2), dix point un (10,1).*
>
> *[…]*
>
> *Donc si vous appliquez neuf pour cent (9 %) maintenant au trente-quatre mille trois cent quarante-deux (34 342), vous allez retrouver le fameux trois mille cent mégawatts (3 100 MW), qui se trouve à être la réserve requise à l'électricité patrimoniale. »* [152] *(Nous soulignons)*

Le Distributeur a déposé l'étude de 1997[153] sur laquelle était basée la nouvelle réserve de 3 100 MW.

Lors du présent Plan, la valeur de 3 100 MW n'a toujours pas été changée :

> *« Puisque l'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, le Producteur est amené à maintenir une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale au profil*

[152] R-3550-2004, Notes sténographiques du 13 juin 2005 pages 96 à 101.

des livraisons, ce qui porte la puissance inscrite au bilan à 37 442 MW. »[154]

Et le Distributeur confirme qu'aucune modification n'a été apportée aux hypothèses associées aux pannes et indisponibilités des éléments considérés :

« Aux fins de l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale, aucune modification n'a été apportée aux hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements modélisés. La réserve associée à l'électricité patrimoniale est fixée à 3 100 MW. »[155]

Pourtant, plusieurs hypothèses ont changé depuis 1997. Par ailleurs, le Distributeur n'exclut pas l'éventualité de mettre à jour au besoin la réserve associée à l'électricité patrimoniale :

« Une réévaluation de la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale, entraînerait une révision de la réserve requise du Distributeur. Le Producteur assumerait l'écart provenant de la réévaluation de la réserve requise de l'électricité patrimoniale associée à des réestimation (sic) des taux de pannes, de la durée des pannées (sic) et période de maintenance, ainsi que l'impact de l'aléa température imputée à l'électricité patrimoniale. » [156]

La réserve requise de l'électricité patrimoniale est donc toujours basée sur l'étude de 1997 qui était basée sur des intrants qui ne sont plus à jour.

Nous recommandons de refaire l'étude pour déterminer la réserve requise de l'électricité patrimoniale avec un modèle comme celui recommandé à la

[153] R-3550-2004, HQD-7, document 1.28.
[154] HQD-1, document 1, page 22, lignes 9 à 12.
[155] HQD-3, document 1, page 8, réponse 3.1.
[156] R-3550-2004, HQD-5, document 10, page 27, réponse 14.2.

section 5.3.14 et avec des intrants à jour. Les résultats de cette étude doivent être déposés lors de l'État d'avancement de 2011 du Plan et le Distributeur doit déposer les hypothèses de l'étude et une description du modèle qui aura été utilisé. Ensuite, refaire cet exercice à tous les ans.

D'autre part, le Distributeur doit démontrer qu'il rencontre son critère de fiabilité en puissance sur un horizon de 4 ans[157]. Sur ce même horizon, il doit donc obtenir une démonstration de la part du Producteur pour la partie de l'électricité patrimoniale. Or, les démonstrations déposées par le Producteur dans le cadre du suivi administratif exigé par la Régie dans la décision D-2005-178[158] ne portent que sur le prochain hiver seulement[159]. **Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur que les démonstrations de fiabilité en puissance déposées par le Producteur à chaque année dans le cadre du suivi administratif exigé par la Régie dans la décision D-2005-178 portent sur les 4 prochaines années.**

5.5. Besoins en puissance

Nous avons montré dans les sections précédentes que le Distributeur aurait avantage à revoir son bilan de puissance pour les années à venir en améliorant sa méthode d'évaluation de la fiabilité en puissance et de la réserve requise et en intégrant tous les moyens à sa disposition.

Bien sûr, on pourrait affirmer qu'une telle révision n'est pas urgente parce que les surplus en puissance sont suffisants. Mais une telle affirmation serait basée sur une réserve requise qui est discutable, selon nous, comme nous l'avons démontré plus haut. Donc, le Distributeur n'a pas d'intérêt à attendre pour revoir ses évaluations de fiabilité et pour compter tous les moyens disponibles.

[157] HQD-1, document 1, page 19, lignes 14 et 15.
[158] D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 17.
[159] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeC_SuiviD2008-133_7dec10.pdf .

D'autant plus, qu'à court terme, il engage des actions coûteuses qui ne seraient pas nécessaires avec les corrections que nous recommandons. Par exemple, les contrats de puissance de court terme de 600 MW conclus par le Distributeur à l'aube de l'hiver dernier[160] n'auraient pas été requis selon les recommandations que nous avons faites.

Le Distributeur se propose de revoir son potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins :

> *« Le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins qui s'avèrera économiquement intéressant permettra au Distributeur de déterminer les volumes de puissance qu'il pourra acquérir sur ces marchés, soit par suite d'un processus d'appel d'offres de long terme ou par l'augmentation du potentiel d'achat sur les marchés de court terme, au-delà du 1 100 MW déjà inscrit au bilan de puissance. »*[161] *(Nous soulignons)*

Nous recommandons plutôt de modifier dès maintenant les bilans de puissance afin d'y intégrer :

- **Appel au public : 700 MW**
- **Contribution marché court terme du Nouveau-Brunswick : 500 MW**
- **Contribution marché court terme de l'Ontario : 400 MW**

Cette quantité de puissance à rajouter de 1600 MW est quand même conservatrice si on considère que nous n'avons pas tablé sur tout le potentiel éventuellement disponible en provenance de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre,

---

[160] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeD_SuiviD2008-133_07dec10.pdf .

[161] HQD-1, document 1, page 48, lignes 1 à 5.

du Nouveau-Brunswick et du Québec. Nous encourageons le Distributeur à poursuive ses efforts pour démontrer l'accès au maximum de puissance de ces zones de réglage.

Avec la puissance additionnelle de 1600 MW recommandée plus haut et avec les changements apportés suite aux soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-02 (pour une baisse de 62 MW à partir de 2015-2016 dans la contribution en puissance provenant de cet appel d'offres[162]), les nouveaux moyens requis sur l'horizon du plan auraient l'allure du tableau 4.

Tableau 4

Puissance additionnelle requise avec les quantités du 3e appel d'offres éolien, après déploiement des nouveaux moyens de gestion (en MW)

	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Puissance additionnelle requise (1)	220	510	870	1130	1040	1530	1820	2020	2170	2250
- Appel au public		700	700	700	700	700	700	700	700	700
- Contribution des marchés de court terme		2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
= Puissance additionnelle requise		0	0	0	0	0	0	0	0	0
ou = Surplus		2190	1830	1570	1660	1170	880	680	530	450

Source: (1) HQD-4, document 1, page 21, réponse 12.1, tableau R-12.1-B

Suite à nos recommandations, le bilan de puissance du Distributeur ne montrerait pas de puissance additionnelle requise pour l'horizon du Plan. Par conséquent, il est peu probable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres « au plus tard en 2013 »[163]

De plus, les surplus montrés au tableau 1 sont supérieurs à 500 MW jusqu'à l'hiver 2018-2019, ce qui repousserait à ce moment le besoin de recourir à la

[162] HQD-4, document 1, page 21, réponse 12.1, tableau R-12.1-B.
[163] HQD-1, document 1, page 49, lignes 7 et 8.

puissance de la centrale de TCE. Ce report aurait aussi un impact positif en énergie.

6. Énergie

Pour rencontrer ses besoins en énergie, le Distributeur dispose de sources d'approvisionnement existantes suivantes :

- L'électricité patrimoniale
- L'entente de base avec le Producteur (350 MW)
- L'entente cyclable avec le Producteur (250 MW)
- L'entente avec TCE (547 MW) et la possibilité de la suspension des livraisons de celle-ci
- L'entente globale cadre avec le Producteur
- Les conventions pour différer l'énergie des contrats avec le Producteur
- Des transactions de vente avec le Producteur
- L'entente d'intégration éolienne avec le Producteur qui prend fin le 31 décembre 2011
- Les contrats de production de la filière biomasse conclus suite aux appels d'offres A/O 2003-01 et A/O 2009-01
- Les contrats de production de la filière éolienne conclus suite aux appels d'offres A/O 2003-02 et A/O 2005-03

De plus, les approvisionnements suivants sont en cours d'acquisition

- Le programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydrauliques de 50 MW et moins

- L'appel d'offres A/O 2009-02 pour l'achat de deux blocs d'énergie éolienne de 250 MW chacun.

Le bilan en énergie fait état d'importants surplus d'énergie, notamment de 2012 à 2016. La stratégie du Distributeur doit permettre de rétablir l'équilibre offre-demande, tout en minimisant les transactions sur les marchés de court terme et ce, dans une perspective continue d'accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur[164].

Pour faire face à cette situation, le Distributeur a pris des mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée afin d'avoir une plus grande assurance qu'il puisse être ramené à zéro avant l'échéance des conventions. Les mesures préconisées par le Distributeur visent à réduire les volumes d'énergie différée[165].

La stratégie envisagée doit fournir puissance et énergie en hiver, sans générer de surplus additionnels en énergie le reste de l'année. Conséquemment, pour les premières années du Plan, la stratégie d'approvisionnement du Distributeur mise sur le déploiement de trois moyens additionnels :

- La modulation des livraisons de la centrale TCE;

- La mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée;

- La négociation d'une entente globale de modulation.[166]

[164] HQD-1, document 1, page 31, section 4.1.
[165] HQD-1, document 1, page 32, section 4.1.1.2.
[166] HQD-1, document 1, pages 41 et 42, section 4.4.1.

Comme les détails de l'entente globale de modulation avec le Producteur ne sont pas encore connus et que cette entente constituera la pièce maîtresse qui permettra au Distributeur de regrouper toutes les ententes d'approvisionnement, nous réserverons nos commentaires sur la stratégie du Distributeur au moment du dépôt de l'entente, plus tard cette année.

On constate toutefois que le Distributeur dispose d'une série de moyens avec des contraintes et des paramètres économiques. Il doit prendre des décisions à des moments précis selon les conditions des ententes. Il se doit de faire la démonstration que ses décisions sont optimales et robustes en tenant compte de tous les cas possibles. De telles démonstrations doivent être faites et rendues disponibles à tout moment où des décisions doivent être prises. Pour ce faire, le Distributeur doit mettre en place un modèle d'aide à la décision qui trouve la solution optimale tout au long du processus et qui peut démontrer l'optimalité et la robustesse de celle-ci. Il existe, par exemple, des méthodes d'optimisation mathématique comme la programmation dynamique couplées à des modèles de simulation Monte Carlo qui pourraient aider le Distribution à prendre des décisions optimales. **Nous recommandons que le Distributeur présente à la Régie une méthode afin de gérer avec optimalité et robustesse ses sources d'approvisionnement de façon économique et sécuritaire en tout temps.**

6.1. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur

La méthode de démonstration de la fiabilité en énergie du Producteur a été déposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017[167]. Elle dépend notamment des intrants suivants :

- Les volumes annuels de la chronique des apports naturels d'eau à chaque centrale; la chronique commence en 1943 et les observations faites année

[167] R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, pages 179 à 185.

après année viennent s'ajouter à la chronique et la moyenne des volumes annuels des apports naturels d'eau est recalculée une fois par année.

- Les facteurs de production moyens et constants (« FPMC ») à chaque centrale; la valeur du FPMC est établie différemment selon le type de centrales, soit pour les centrales au fil de l'eau, les centrales à réservoir et les nouvelles centrales. Le FPMC d'une centrale au fil de l'eau est établi en faisant la moyenne des rendements énergétiques annuels d'au moins quatre années de conditions d'exploitation représentatives. Pour les 10 centrales à réservoir[168] qui subissent des pertes de rendement à bas niveaux, les niveaux amont des centrales sont aussi requis. Pour une nouvelle centrale qui ne compte pas encore de quatre années en conditions représentatives d'exploitation, une quantité moyenne d'énergie produite établie par simulation lors des études de projet est utilisée.

De plus, les démonstrations faites par le Producteur en novembre, en mai et en août de chaque année (la dernière ayant été déposée le 7 décembre 2010[169]) sont basées sur certains intrants dont :

- Les stocks énergétiques et prévus;
- Les moyens disponibles pour couvrir les scénarios de faible hydraulicité, par exemple les importations et les productions thermoélectriques.

La validation de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur ne peut être faite par la Régie et par les intervenants sans un minimum d'informations dont plusieurs ne nous ont pas été fournies par le Distributeur en réponse à nos demandes de renseignements[170].

[168] R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, page 181, note de bas de page.
[169] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeB_SuiviD2008-133_07dec10.pdf .
[170] HQD-4, document 9, pages 33 et 34, réponses 23.1 à 23.4.

Avec les marges de manœuvre qui diminuent, il devient encore plus important de procéder à une démonstration complète du respect du critère de fiabilité du Producteur. En effet, le stock énergétique de 92,6 TWh prévu par le Producteur au 1er janvier 2011 n'aura jamais été aussi bas à cette période de l'année depuis 2004[171] et, selon les prévisions du Producteur, devrait continuer à baisser à chaque année d'ici le 1er janvier 2015[172].

Nous recommandons que la Régie ordonne au Distributeur de fournir à chaque Plan d'approvisionnement :

- **Les FPMC à jour de toutes les centrales du Producteur (et Churchill Falls), incluant ceux des nouvelles centrales mises en service depuis le dernier dépôt, de même que les valeurs historiques annuelles qui ont servi à leur détermination;**

- **Les volumes annuels moyens des apports naturels de toutes les centrales du Producteur (et Churchill Falls) basés sur l'historique de 1943 jusqu'à l'année précédant l'émission du Plan;**

- **Un tableau fournissant l'énergie produite annuellement par les centrales du Producteur (en y ajoutant Churchill Falls) selon le format déposé dans le dossier R-3526-2004[173]**

- **Un graphique montrant les écarts énergétiques annuels du parc total hydraulique d'Hydro-Québec Production et Churchill Falls entre 1943**

[171] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeB_SuiviD2008-133_07dec10.pdf , graphique Stocks énergétiques - Historique 1992 - 2010 au 1er janvier.
[172] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeB_SuiviD2008-133_07dec10.pdf , graphique Évolution du stock énergétique de janvier 2011 à mai 2013.
[173] R-3526-2004, HQP-1, document 1, page 18, tableau 2.1.

et l'année précédant l'émission du Plan selon le format déposé suite à une demande de renseignements de l'UMQ[174]

- **Un tableau montrant les données numériques correspondant au graphique précédent, selon le format déposé suite à une demande de renseignements de l'UMQ[175]**

- **Une mise à jour des déficits d'apports correspondant aux scénarios dont la probabilité de dépassement est de 2% sur deux ans et de 2% sur quatre ans, selon le niveau de détail fourni suite à des demandes de renseignements de l'UMQ[176]**

- **Un tableau montrant les stocks maximaux des grands réservoirs d'Hydro-Québec, selon le format déposé dans le dossier R-3648-2007[177]**

- **Les bilans d'énergie du Producteur qui expliquent le stock énergétique au 1er mai des 4 années suivantes, selon le format déposé dans le dossier R-3526-2004[178]**

Mais avec les informations disponibles, on peut quand même arriver à quelques observations.

Premièrement, rien n'indique que les intrants servant à la démonstration de la fiabilité énergétique du Producteur sont à jour. **La Régie doit exiger du Distributeur une démonstration de la fiabilité énergétique du Producteur avec des données à jour.**

[174] HQD-4, document 9, pages 35, réponse 23.5, graphique R-23.5.
[175] HQD-4, document 9, pages 36, réponse 23.6, tableau R-23.6.
[176] HQD-4, document 9, pages 37, réponses 23.9 et 23.10.
[177] R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, page 183.
[178] R-3526-2004, HQP-1, document 1, page 13, tableau 1.1.

Deuxièmement, les changements climatiques sont considérés dans la prévision de la demande :

> « *En 2007, Hydro-Québec Distribution a mené des travaux en collaboration avec Ouranos (un consortium sur la climatologie régionale et l'adaptation aux changements climatiques) qui l'ont conduite à introduire dans sa prévision de la demande une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30°C par décennie à partir de 1971.* »[179]

Ils ne sont toutefois pas pris en compte dans les prévisions des déficits d'apports correspondant aux probabilités de dépassement de 2% pour 2 et 4 ans[180]. Pourtant des conclusions conjointes de l'IREQ et du consortium Ouranos montrent une situation favorable en ce qui a trait aux ressources en eau d'Hydro-Québec[181]. **Nous recommandons que le Distributeur tienne compte des changements climatiques selon les résultats de l'IREQ et du consortium Ouranos dans la prévision des déficits d'apports correspondant aux probabilités de déplacement de 2% pour 2 et 4 ans.**

Troisièmement, notre examen nous indique qu'il manque un élément majeur dans les démonstrations de fiabilité énergétique déposées trois fois par année par le Producteur. En effet, en utilisant comme exemple la dernière démonstration déposée le 7 décembre 2010[182], on constate d'abord que le Stock énergétique prévu au 1er mai 2013 à hydraulicité normale de 2011 à 2012 est de 36,0 TWh. On voit ensuite, comme Moyens identifiés pour couvrir le scénario de

[179] HQD-1, document 1, pages 9 et 10.
[180] HQD-4, document 9, page 37, réponses 23.9 à 23.11.
[181] http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/313196/changements-climatiques-l-avenir-d-hydro-est-au-nord .
[182] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeB_SuiviD2008-133_07dec10.pdf .

déficit de 64 TWh avant le 1er mai 2013, une marge de manœuvre de 26,0 TWh apportée par la réduction possible du stock énergétique jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh. Or, les équivalents énergétiques des stocks sont calculés à partir des FPMC décrits plus haut qui eux, pour les 10 centrales à réservoir, sont valables pour un niveau de référence moyen. Lorsque le Producteur voudra utiliser les tranches minimales de son stock, il observera un rendement moindre que le rendement moyen au niveau de référence. Ainsi, le 26,0 TWh de stock considéré dans l'exemple contribuera à une production moindre que 26,0 TWh en réalité à cause des pertes de rendement. Ce phénomène n'est pas pris en compte dans la démonstration du Producteur.

La démonstration du Producteur indique qu'il pourrait éventuellement, si le besoin se faisait sentir d'aller au bout de toutes ses ressources, avoir recours à ce moyen qu'il évalue à 26,0 TWh. Lorsqu'il n'aura pas le choix d'y avoir recours, le moyen devra lui apporter les résultats escomptés. Il est donc important de bien évaluer son potentiel pour éviter de mauvaises surprises lorsque le besoin se fera vraiment sentir.

Une telle préoccupation sur le rendement a d'ailleurs été soulevée par la Régie et par d'autres intervenants dans le passé :

> « […] *mais quand on fait ces calculs-là, disons le calcul que vous avez décrit en réponse aux questions de maître Fortin, à votre connaissance, est-ce qu'on tient compte du fait que, quand les réservoirs commencent à être très bas, ils perdent de leur efficacité?*
>
> *Disons dans la preuve de monsieur Raphals, il a fait mention de ça en citant le rapport de Biggerstaff, et caetera, qui ont remarqué que quand les réservoirs commencent à être bas, pour diverses raisons,*

> *ils perdent leur efficacité, l'énergie qu'il est possible à obtenir de ça est réduit?* »[183] (Nous soulignons)

La réponse du Distributeur confirme que le phénomène existe :

> « […] *Mais il est clair, c'est sûr que si les niveaux des réservoirs sont bas, évidemment, ça va jouer sur la hauteur de chute, et jouant sur la hauteur de chute, ça jouera évidemment sur le productible, donc sur la puissance qui pourrait être générée pour la même quantité d'eau, évidemment, sera affectée par la hauteur des biefs. Donc, ce que vous mentionnez est vrai, là. Si les réservoirs sont bas, évidemment, on voit un impact évidemment au niveau de la puissance qui peut être générée, là.* »[184] (Nous soulignons)

Mais le Distributeur, ne peut confirmer si les pertes de rendement sont prises en compte ou non dans la démonstration de fiabilité en puissance du Producteur :

> « *Q. [15] Est-ce que vous savez si, dans les façons de calculer le soixante-quatre térawattheures (64 Twh) et tout ça, c'est pris en compte?*
>
> *R. Je ne pourrais vous dire. C'est une information que je n'ai pas, là. La finesse de ce que vous apportez, là, qui est un phénomène que je reconnais, là, mais je ne pourrais pas vous dire exactement si c'est capté présentement.* »[185] (Nous soulignons)

Mais, dans les documents déposés par le Producteur, il ne semble pas que le phénomène soit pris en compte, tel que soulevé plus haut. **Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'il fournisse, dès le prochain dépôt, une démonstration du critère de fiabilité énergétique du**

[183] R-3550-2004, Notes sténographiques du 13 juin 2005, pages 23 et 24.
[184] R-3550-2004, Notes sténographiques du 13 juin 2005, pages 24 et 25.

Producteur qui prend en compte le phénomène selon lequel le stock énergétique perd de son efficacité lorsqu'il atteint des niveaux très bas.

6.2. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie, est formulé comme suit :

> « *Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année.* »[186]

Nous sommes d'accord avec ce critère et, en cette période de surplus, nous sommes satisfaits de la démonstration de son respect faite par le Distributeur.

[185] R-3550-2004, Notes sténographiques du 13 juin 2005, page 25.
[186] HQD-1, document 1, page 53, lignes 10 à 13.

Annexe 1