

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3878-2014

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING
S.E.C.

Demanderesse

-et-

HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de
distribution

Mise en cause

**DEMANDE EN RÉVISION DE LA DÉCISION D-2014-017
(Arts 34, 37 et 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie)**

**AU SOUTIEN DE SA DEMANDE, LA DEMANDERESSE, ÉNERGIE BROOKFIELD
MARKETING S.E.C. (« EBM »), EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :**

OBJECTIFS DE LA DEMANDE DE RÉVISION

1. EBM à titre d'intervenante reconnue dans le dossier du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur (le « Plan d'approvisionnement ») demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de réviser la décision D-2014-017 par laquelle EBM demandait d'aborder le sujet du recours à l'électricité interruptible sous l'angle de l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6-01) (ci-après la « Loi »);
2. EBM invoque l'article 37 al. 1 (2^o) et (3^o) soit l'existence d'un vice de fond ou de procédure de nature à invalider sa décision pour non-respect de la règle *audi alteram partem*, EBM n'ayant pu complètement et valablement être entendue sur l'application de l'article 74.1 de la Loi à l'électricité interruptible dans le cadre du dossier du Plan d'approvisionnement contrairement à la demande spécifique qui fut faite à la Régie tel qu'il sera ci-après démontré;
3. EBM invoque aussi l'article 37 al. 1 (3^o) soit l'existence d'un vice de fond vu l'interprétation erronée de l'article 74.1 de la Loi qui constitue une erreur manifeste de droit ayant un impact déterminant sur le débat;
4. EBM demande donc par la présente à la Régie de réviser la décision D-2014-017 et d'autoriser l'enjeu soulevé par EBM relativement à l'électricité interruptible et l'application de l'article 74.1 de la Loi à cette source d'approvisionnement dans le cadre du présent Plan d'approvisionnement;

LA TRAME FACTUELLE

5. Le 1^{er} novembre 2013, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») demande à la Régie d'approuver son Plan d'approvisionnement dans le cadre du dossier R-3864-2013 en vertu de l'article 72 de la Loi;
6. En date du 25 novembre 2013, la Régie rend une première décision procédurale dans ce dossier soit la D-2013-183 où elle rappelle certaines considérations spécifiques du Plan d'approvisionnement dont notamment, l'application de l'article 74.1 de la Loi dans le cadre de l'examen des stratégies d'approvisionnement;
7. Aux paragraphes 18 à 20 de la décision D-2013-183, la Régie énonçait ce qui suit :

« [18] L'article 74.1 de la Loi prévoit que la procédure d'appel d'offres favorise l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Dans cet esprit, la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. Quant à la question des risques, l'article 72 de la Loi stipule que le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement.

[19] La question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement et leur minimisation ainsi que la notion des risques liés aux approvisionnements font donc partie des sujets d'intérêt dans l'analyse d'un plan d'approvisionnement. À cet égard, la question des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie est pertinente dans le cadre de l'examen d'un plan d'approvisionnement, puisqu'elle a trait aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

[20] Les coûts et revenus estimés associés aux achats de court terme et à la revente ainsi que les coûts estimés associés aux nouvelles stratégies d'approvisionnement doivent être examinés. Une estimation de ces coûts, de même que les coûts des moyens d'approvisionnement existants, permettent de comparer les stratégies les unes par rapport aux autres et d'évaluer si le recours à certains moyens d'approvisionnement plutôt que d'autres devrait être favorisé. »;

(Nos soulignés)

8. Conformément à cette décision procédurale, EBM dépose en date du 10 décembre 2013 sa demande d'intervention dans le dossier du Plan d'approvisionnement;

9. À titre de motifs à l'appui de son intervention, EBM indique ce qui suit :

« 10. EBM demande d'intervenir au présent dossier à la lumière de ses dernières interventions et participations dans les différents dossiers devant la Régie dont il est fait référence tout d'abord en suivi des décisions rendues par la Régie (notamment la D-2008-076R, la D-2011-162) et en ce qui a trait aux stratégies d'approvisionnement du Distributeur, aux options proposées pour faire face aux surplus d'énergie et aux coûts qui y sont associés;

11 . Selon EBM, il y a lieu d'évaluer la gestion des approvisionnements du Distributeur afin de déterminer si elle est optimale et au moindre coût et si d'autres stratégies ne devrait pas être privilégiée;

12. Dans ce contexte, EBM veut s'assurer du respect de l'article 74.1 de la Loi qui prévoit la procédure d'appel d'offres en vue de favoriser l'octroi de contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et des conditions demandées, tel que la Régie l'a réitéré dans le cadre de la décision procédurale du présent dossier (D-2013-183, par. 18);

13. Ainsi, la proposition du Distributeur préconisant de recourir à de l'électricité interruptible (HQD-1, document 1, p. 18 et 19) pour répondre à de nouveaux besoins en puissance, doit être revue pour tenir compte de l'obligation de recourir à des appels d'offres en puissance; »

(Nos soulignés)

10. En date du 20 décembre 2013, le Distributeur soumet ses commentaires suite aux demandes d'intervention reçues. Il revient sur le paragraphe 13 de la demande d'intervention d'EBM en indiquant ce qui suit :

« L'intéressé EMB indique, au paragraphe 13 de sa demande d'intervention, souhaiter que la stratégie de recourir à de l'électricité interruptible afin de répondre à des besoins en puissance soit revue pour tenir compte de l'obligation de recourir à des appels d'offres en puissance. Le Distributeur soumet que l'électricité interruptible est une option tarifaire et, qu'à ce titre, elle n'a pas à être soumise à la procédure d'appel d'offres. Ce sujet ne devrait donc pas être examiné, du moins sous cet angle. »

11. En date du 9 janvier 2014, EBM répond à la lettre du Distributeur du 20 décembre 2013 en indiquant que le paragraphe 13 de la demande d'intervention d'EBM doit être considéré par la Régie, notamment puisque la position d'EBM est que l'ensemble des besoins postpatrimoniaux du Distributeur, tel que le stipule l'article 74.1 de la Loi, doit faire l'objet d'un appel d'offres sans discrimination entre les parties intéressées ou encore à l'égard des différentes sources d'approvisionnement incluant les projets d'efficacité énergétique dont l'électricité interruptible;

12. EBM indiquait ce qui suit dans sa lettre du 9 janvier 2014 :

« Ainsi, le Distributeur, dans le cadre de son analyse de la stratégie d'approvisionnements ne peut faire abstraction de l'article 74.1 de la Loi lorsqu'il est question d'approvisionnements postpatrimoniaux et il ne peut donc pas ainsi privilégier de recourir notamment à l'option d'électricité interruptible sans offrir cette demande en puissance à l'ensemble des fournisseurs potentiels, incluant les clients industriels sur le même pied d'égalité que l'ensemble de tous les participants.

(...)

Il s'agit effectivement ici d'analyser les différentes stratégies d'approvisionnements du Distributeur ainsi que les options qui sont offertes à lui et ce, dans le respect des dispositions de la Loi en matière d'approvisionnements, incluant l'application de l'article 74.1 de la Loi. »

13. À la fin de cette correspondance, nous demandons de façon spécifique à la Régie l'opportunité d'être entendu de façon complète relativement à l'application de l'article 74.1 de la Loi par la présentation d'une preuve appropriée et d'une plaidoirie en ces termes :

« Ainsi, vu la pertinence du sujet telle que déjà décidée par la Régie dans la décision D-2013-183 et l'importance de la disposition qu'est l'article 74.1 de la Loi en matière de traitement équitable et impartial des fournisseurs en matière d'approvisionnements postpatrimoniaux par le Distributeur, nous demandons à la Régie d'être entendus de façon complète sur cet enjeu incluant le droit de soumettre une preuve pour justifier la position exprimée plus haut ainsi que soumettre un argumentaire juridique à cet égard. »

(Nos soulignés)

LE VICE DE FOND OU DE PROCÉDURE VU LE NON-RESPECT DE LA RÈGLE AUDI ALTERAM PARTEM (art. 37 al. 1 (2°) (3°))

14. EBM soumet respectueusement que la Régie a fait défaut de l'entendre valablement relativement à l'enjeu de l'application de l'article 74.1 de la Loi ayant pour objet d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs dans le cadre de la gestion des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux;
15. Il est un principe bien reconnu que le non-respect de la règle *audi alteram partem* constitue un vice de fond ou de procédure de nature à invalider la décision rendue;

16. En l'espèce, compte tenu des circonstances du présent dossier, de la pertinence du sujet en matière de gestion des approvisionnements, de l'importance de la disposition législative en cause et de la nature de la question à être tranchée en matière d'équité, de l'impact de la décision sur la poursuite de l'audience, nous soumettons qu'une audience formelle incluant preuve et plaidoirie devait s'imposer avant de rejeter purement et simplement l'argument soulevé par EBM;
17. Tout d'abord, il s'agit d'un sujet considéré pertinent à l'audition du Plan d'approvisionnement, la Régie faisant elle-même référence à l'article 74.1 de la Loi dans le cadre de sa décision procédurale D-2013-183;
18. Le Distributeur fait spécifiquement référence à l'électricité interruptible comme moyen de gestion des besoins postpatrimoniaux dans sa preuve dans le dossier du Plan d'approvisionnement (HQD-1, document 1, p. 18 à 28), ce qui représente une contribution de plus de 850 MW dans son bilan en puissance sans compter le contrat avec l'Aluminerie Alouette;
19. Cette disposition met en cause un principe fondamental qui est celui du traitement équitable et impartial des fournisseurs en matière de gestion des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux, ainsi que l'importance d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnements;
20. EBM soumet que la gestion des approvisionnements postpatrimoniaux par le Distributeur doit tenir compte de l'article 74.1 de la Loi qui se doit d'offrir tout besoin en puissance postpatrimonial qui pourrait être requis à l'ensemble des fournisseurs qui pourraient être intéressés, incluant les clients industriels;
21. Le débat, tel qu'indiqué dans notre demande d'intervention et dans notre lettre du 9 janvier 2014, est essentiellement de savoir si le Distributeur est autorisé à recourir à l'option d'électricité interruptible sans préalablement avoir à offrir cette demande en puissance à l'ensemble des fournisseurs potentiels intéressés par le biais d'appels d'offres en bonne et due forme;
22. La décision dont révision est demandée a un impact définitif et final pour EBM puisque d'une part celle-ci se voit dans l'impossibilité d'aborder cet enjeu dans le cadre du Plan d'approvisionnement et de façon plus précise, se voit dans l'impossibilité de démontrer et d'argumenter que l'octroi de certains approvisionnements postpatrimoniaux ou encore le choix des différentes stratégies d'approvisionnements du Distributeur ne respectent pas les dispositions de l'article 74.1 de la Loi;
23. Vu l'importance de cette disposition et des enjeux invoqués, EBM pouvait légitimement s'attendre à ce que la Régie lui permette de faire de la preuve à ce sujet et lui permette de présenter une argumentation juridique au soutien;
24. D'ailleurs, EBM dans sa correspondance du 9 janvier 2014 a spécifiquement demandé à la Régie d'être complètement entendu sur ce sujet avant que la Régie ne rende une

décision sur l'application de l'article 74.1 de la Loi à l'électricité interruptible en ces termes :

« Ainsi, vu la pertinence du sujet telle que déjà décidée par la Régie dans la décision D-20 13-183 et l'importance de la disposition qu'est l'article 74.1 de la Loi en matière de traitement équitable et impartial des fournisseurs en matière d'approvisionnements postpatrimoniaux par le Distributeur, nous demandons à la Régie d'être entendus de façon complète sur cet enjeu incluant le droit de soumettre une preuve pour justifier la position exprimée plus haut ainsi que soumettre un argumentaire juridique à cet égard. »

25. L'application de la règle *audi alteram partem* implique que le tribunal administratif doit permettre aux parties d'apporter tout élément de preuve qui est susceptible d'éclairer le débat et d'avoir une influence sur les suites de la contestation;
26. Ainsi, nous n'avons pas été en mesure de pouvoir démontrer de façon complète par l'administration d'une preuve que la gestion de l'électricité interruptible est un contrat d'approvisionnement postpatrimonial auquel s'applique l'article 74.1 de la Loi;
27. EBM a été dans l'impossibilité de soumettre différents éléments de preuve dont notamment les éléments suivants;
28. Récemment, le Distributeur reconnaissait dans le dossier R-3848-2013 (Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne), que les contrats d'électricité interruptible représentaient des achats (Audience du 12 février 2014, n.s. p. 77 à 81 – Annexe 1);
29. EBM n'a pas été en mesure de contre-interroger les représentants du Distributeur au sujet du tableau 4.3 « bilan en puissance » référant à tous les approvisionnements non-patrimoniaux dont l'électricité interruptible et les contrats d'interruptible (HQD-1, document 1, p. 28);
30. EBM n'a pas été en mesure de soumettre de preuve relativement au traitement de l'électricité interruptible par le Distributeur auprès du NERC et du NPCC dont notamment le 2013-2014 Winter Reliability Assessment du NERC (Annexe 2);
31. EBM n'a pas été en mesure de fournir à la Régie l'ensemble de son argumentaire relativement à l'application de l'article 74.1 de la Loi, dont une partie est énoncée ci-après dans le cadre de notre exposé sur l'application de l'article 37 al. 1 (3^o) et du vice de fond de nature à invalider la décision;
32. Dans le cadre de cet argumentaire, nous n'avons pas été en mesure de soumettre à la Régie de preuve sur les caractéristiques de ce type d'approvisionnement;

33. Compte tenu que la décision rendue par la Régie a un aspect final et que cette décision affecte définitivement les droits d'EBM de soulever l'application d'une disposition législative pertinente et d'importance, qu'elle ne sera pas en mesure de présenter de preuve ni de fournir une argumentation détaillée sur le sujet, EBM soumet respectueusement que cette décision est entachée d'un vice de fond ou de procédure sérieux faisant en sorte que cette décision doit être révisée;
34. Par ailleurs, contrairement à la situation du Transporteur dans le dossier R-3826-2012 où celui-ci avait demandé à la Régie de rejeter la demande de l'AQCIE/CIFQ « sans autres formalités », EBM a spécifiquement demandé à la Régie par sa lettre du 9 janvier 2014 d'avoir l'opportunité d'être valablement entendue sur cette question qu'elle considère sérieuse et ayant des répercussions importantes en matière de gestion équitable des approvisionnements postpatrimoniaux et au moindre coût;
35. Finalement, bien que la Régie soit « maître de sa procédure » et qu'elle puisse juger que certaines argumentations puissent être présentées par écrit, elle doit s'assurer que le débat complet ait eu lieu, ce qui comprend de permettre aux parties de soumettre des éléments de preuve et l'argumentation juridique lorsqu'il s'agit d'un débat pertinent aux enjeux du dossier et qui implique l'application d'une disposition de sa loi;
36. Soit dit avec égards, la première formation ne pouvait donc rejeter ce sujet sans donner l'opportunité à EBM de lui présenter un dossier complet;
37. La décision est donc entachée d'un vice de fond ou de procédure de nature à l'invalidier considérant le défaut de respecter les règles de justice naturelle et, plus particulièrement la règle *audi alteram partem*;

**VICE DE FOND DE NATURE À INVALIDER LA DÉCISION VU L'INTERPRÉTATION
ERRONÉE À L'ARTICLE 74.1 DE LA LOI**

38. La décision D-2014-017 rejetant l'enjeu soulevé par EBM de l'application de l'article 74.1 de la Loi à l'électricité interruptible doit être révisée puisqu'elle comporte des erreurs manifestes de droit ou de faits ayant un effet déterminant ou encore pouvant être qualifiées d'erreurs importantes et sérieuses dans le contenu de la décision;
39. Tout d'abord, à la lecture de la décision, la Régie n'a pas considéré l'application du premier paragraphe de l'article 74.1 de la Loi;

40. L'article 74.1 de la Loi se lit comme suit :

« 74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. »

(Nos soulignés)

41. L'objectif de cette disposition est d'assurer un traitement équitable et impartial des fournisseurs de besoins postpatrimoniaux ainsi que d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvements;

42. Dans sa décision D-2011-193, la Régie indiquait ce qui suit au paragraphe 109 au sujet de la portée de l'article 74.1 de la Loi :

« [109] En conformité avec l'exigence prescrite à l'article 74.1 de la Loi, une procédure d'appel d'offres et d'octroi (la Procédure d'appel d'offres) ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres (le Code d'éthique) ont été établis par le Distributeur et approuvés par la Régie, par sa décision D-2001-191. Ces éléments visent à assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participants à un appel d'offres et à satisfaire les exigences suivantes : permettre la participation de tout fournisseur intéressé, accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées et enfin permettre la satisfaction de l'appel d'offres par une combinaison de contrats d'approvisionnement. »

43. Dans le cadre de sa décision de principe approuvant la procédure d'appel d'offres (D-2001-191, p. 6 et 16) , la Régie indiquait ce qui suit au niveau des objectifs visés par le processus d'appel d'offres :

« Dans l'exercice de cette compétence, la Régie doit veiller au respect, par la Procédure d'appel d'offres et d'octroi, des critères prévus aux paragraphes 1 à 4 du deuxième alinéa de l'article 74.1 de sa loi constitutive. Les conclusions de la présente décision visent en conséquence à permettre la participation de tout fournisseur intéressé, à accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, à favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées et enfin à permettre la satisfaction de l'appel d'offres par une combinaison de contrats d'approvisionnement.

(...)

L'appel d'offres est une procédure qui vise à susciter la concurrence entre les offrants. Il permet ainsi à l'appelant d'attirer l'entreprise qui peut fournir le meilleur produit ou service, aux meilleures conditions. Cette procédure permet aussi de donner à toutes les entreprises intéressées un accès égal au processus, selon une procédure juste, équitable et exempte de favoritisme.

(Nos soulignés)

44. Aussi, le code d'éthique sur la gestion des appels d'offres approuvé par la décision D-2001-191 prévoit que le Distributeur, dans ses activités courantes, doit éviter de conférer à tout fournisseur un avantage par rapport aux autres fournisseurs;
45. L'article 74.1 de la Loi et son Règlement s'appliquent à « tout contrat d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale »;

46. Cette expression « contrat d'approvisionnement » est définie à l'article 2 de la Loi :

« *« contrat d'approvisionnement en électricité »: contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois; »*

47. Il s'agit d'une définition très large qui couvre toute demande dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;

48. La notion de « fourniture d'électricité » est également définie de la façon suivante à l'article 2 de la Loi :

« *« fourniture d'électricité »: l'électricité mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant; »*

49. La puissance offerte par le biais des contrats d'électricité interruptible constitue un approvisionnement au sens de la Loi puisqu'il s'agit d'électricité « mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant », conformément aux décisions D-2005-76, D-2006-27, D-2011-193 dont l'objectif est de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale;

50. Dans la décision D-2011-193 au sujet du service de modulation qui était proposé par le Distributeur, la Régie a conclu qu'il s'agissait d'un approvisionnement au sens de l'article 74.1 en ces termes :

« [95] Ce service constitue une « mise à la disposition d'électricité au Distributeur par un fournisseur ». Il constitue ainsi une « fourniture d'électricité », et donc un approvisionnement, au sens de la Loi.

[96] À cet égard, la Régie ne retient pas l'argument du Distributeur fondé sur le fait que, selon lui, « [...] le service de modulation ne constitue pas un nouvel approvisionnement mais plutôt un moyen opérationnel d'optimisation des approvisionnements existants ».

[97] La Régie note que le Distributeur avait présenté un argument similaire dans le dossier R-3550-2004 à l'égard du service d'équilibrage éolien qu'il prévoyait obtenir, soit que :

« [...] le service d'équilibrage, tel que décrit au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse [note de bas de page omise] [...] n'est pas un approvisionnement au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie [note de bas de page omise] [...] mais un service lié aux contrats d'approvisionnement de source éolienne. »

[98] La Régie n'avait pas retenu cet argument et avait statué qu'un service d'équilibrage constituait un approvisionnement :

« Le service d'équilibrage permet de compenser la variabilité de la production d'énergie éolienne « grâce à un produit offrant de l'énergie et de la puissance » [note de bas de page omise]. Ce service est donc un approvisionnement. [...] »

[99] Cette interprétation a été maintenue par la Régie dans sa décision D-2006-27 relative à l'approbation de l'EIE.

[100] Or, puisque le service de modulation prévu à l'EGM constitue une mise à la disposition du Distributeur de puissance et d'énergie, notamment pour compenser la variabilité de la production éolienne, il est une « fourniture d'électricité » et donc un approvisionnement au sens de la Loi, tel que mentionné précédemment. »

(Nos soulignés)

51. L'analyse effectuée dans cette affaire tout comme dans les décisions D-2005-76 et D-2006-27 s'applique en l'espèce;
52. La décision rendue par la Régie dans sa décision D-2014-017 sur la non-application de l'article 74.1 de la Loi constitue une erreur de faits et de droit fondamentale et sérieuse, d'autant plus que cette disposition a pour objet le traitement équitable des fournisseurs et l'égalité au niveau des sources d'approvisionnement en vue d'obtenir les services au moindre coût possible;
53. Cette interprétation s'applique d'autant plus que le Distributeur, dans sa preuve au soutien du Plan d'approvisionnement et plus spécifiquement dans le cadre de son bilan en puissance, fait spécifiquement référence à l'électricité interruptible et aux contrats interruptibles comme étant des « approvisionnements non patrimoniaux »;
54. Certains autres éléments de la décision D-2014-017 sont problématiques:

« [38] La Régie n'entend pas traiter de l'enjeu soulevé par EBM. L'article 74.1 de la Loi prévoit des appels d'offres applicables « à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique ». Bien que l'électricité interruptible soit un moyen de gestion de la demande en puissance, la Régie est d'avis qu'elle ne constitue pas un « projet » d'efficacité énergétique au sens de la Loi. Elle constitue, au même titre que le tarif bi-énergie, une option tarifaire permettant la gestion de la pointe d'hiver. »

(Nos soulignés)

55. Dans un premier temps, la Régie n'a pas reconnu que l'électricité interruptible était en elle-même une source d'approvisionnement en vertu du deuxième alinéa de l'article 74.1 voulant qu'il y ait un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnements;
56. Même si la Régie était d'avis que l'électricité interruptible ne constituait pas un « projet » d'efficacité énergétique au sens de la Loi, ce qui reste à être démontrée, celle-ci ne pouvait conclure à la non-application de l'article 74.1 de la Loi puisqu'il s'agit effectivement d'une source d'approvisionnement tel que démontré ci-haut, sans compter qu'elle a elle-même reconnu qu'il s'agissait d'un moyen de gestion de la demande en puissance dans le paragraphe 38 de sa décision dont révision est demandée;
57. Il est à noter que dans sa preuve dans le Plan d'approvisionnement, le Distributeur réfère à l'électricité interruptible comme étant une contribution en efficacité énergétique (HQD-1, document 1, p. 20);

58. Par ailleurs, la Régie a ajouté « Elle constitue, au même titre que le tarif bi-énergie, une option tarifaire permettant la gestion de la pointe d'hiver »;

59. Or, cette conclusion est contraire à la preuve déposée par le Distributeur. En effet, celui-ci distingue spécifiquement le traitement accordé à la bi-énergie par opposition à l'électricité interruptible (HQD-1, document 1, p. 18) de la façon suivante:

« Diverses interventions sont déployées pour réduire les besoins à la pointe du réseau. Les interventions dont la réduction de puissance n'est pas sous le contrôle du Distributeur sont intégrées à même la prévision des besoins (par exemple, la bi-énergie résidentielle et les chauffe-eau à trois éléments), alors que celles dont la réduction de puissance est sous le contrôle du Distributeur sont considérées comme des moyens permettant d'équilibrer le bilan en puissance (par exemple, l'électricité interruptible). »

(Nos soulignés)

60. Tel qu'il appert de ce qui précède, il existe une distinction fondamentale entre le tarif bi-énergie et l'électricité interruptible puisque dans le deuxième cas, la gestion de cette source d'approvisionnement est sous le contrôle du Distributeur moyennant des modalités contractuelles ce qui permet au Distributeur de considérer l'électricité interruptible dans son bilan en puissance comme c'est le cas pour la contribution en puissance des marchés de court terme;

61. D'ailleurs, cette interprétation est confirmée dans le 2013-2014 Winter Reliability Assessment du NERC, à la page 31 en ces termes (Annexe 2) :

« In the Québec subregion, demand response (DR) programs are specifically designed for peak-load reduction during winter operating periods. Demand response consists of interruptible demand programs (for large industrial customers), totalling 1,660 MW for the 2013–2014 winter period, 80 MW more than last winter. Demand response is usually used in situations when load is expected to reach high levels or when resources are not expected to be sufficient to meet load at peak periods. Interruptible load program specifications differ among programs and participating customers. They usually allow for one or two calls per day and between 40 to 100 hours interruption per winter period. Interruptible load programs are planned with participating industrial customers with whom contracts are signed. All customers are regularly contacted before the peak period (generally during fall), so that their commitment to provide their capacity when called during peak periods is ascertained. These programs have been in operation for years and, according to the records, customer response is highly reliable. »

(Nos soulignés)

62. Cette interprétation à l'effet que l'interruptible n'est qu'une option tarifaire comme la bi-énergie constitue également une erreur importante et sérieuse justifiant la révision de cette décision;

63. La Régie se devait, avec égards, de rendre une décision motivée sur l'application de l'article 74.1 de la Loi après avoir entendu tout le débat de l'ensemble des parties sur cet enjeu.
64. Compte tenu que la Régie n'a pas considéré la notion de « contrat d'approvisionnement » et les décisions rendues par la Régie sur cette expression en vertu du 1^{er} paragraphe de l'article 74.1 de la Loi, qu'elle n'a pas considéré l'électricité interruptible comme étant une source d'approvisionnement et que c'est à tort qu'elle a conclu sans motiver sa décision que l'électricité interruptible n'était qu'une option tarifaire comme la bi-énergie, EBM soumet respectueusement que la décision rendue est entachée d'un vice de fond de nature à l'invalidier;
65. Vu le caractère public de cette demande de révision, EBM se réserve le droit de demander à la Régie de lui accorder le remboursement de ses frais;

LA SAUVEGARDE DES DROITS

66. En vertu de l'article 34 de la Loi, la Régie peut rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées;
67. Compte tenu du calendrier d'audience établi par la Régie dans le cadre de la décision D-2014-017 et de façon à ne pas nuire aux dates d'audience qui sont prévues dans ce dossier du 27 mai au 3 juin 2014, EBM demande respectueusement à la Régie d'être entendue le plus rapidement possible sur sa demande de révision;
68. Dans l'intervalle, EBM demande respectueusement à la Régie de suspendre quant à elle le calendrier d'audience incluant notamment les prochaines étapes suivantes soit le dépôt des demandes de renseignements au Distributeur prévu pour le 5 mars 2014, ainsi que le dépôt de sa preuve prévu le 29 avril 2014;
69. La présente requête est bien fondée en faits et en droit.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente requête;

RÉVISER la décision D-2014-017 de façon à permettre à EBM de pouvoir soulever l'application de l'article 74.1 de la Loi en ce qui a trait au recours à l'électricité interruptible pour répondre aux besoins postpatrimoniaux en puissance;

SUSPENDRE à l'égard d'EBM le calendrier prévu à la décision D-2014-017;

RÉSERVER le droit d'EBM de présenter une demande de frais;

RENDRE toute autre ordonnance jugée utile dans les circonstances.

Montréal, le 28 février 2014

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Gowling Lafleur Henderson" with a horizontal line drawn through it.

Me Paule Hamelin

Procureur de la demanderesse

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C.

AFFIDAVIT DE MONSIEUR PASCAL CORMIER

Je, soussigné, **PASCAL CORMIER**, directeur affaires réglementaires Canada de Énergie Brookfield Marketing s.e.c., ayant son siège social au 480, boulevard de la Cité, Gatineau (Québec), J8T 8R3, affirme solennellement ce qui suit :

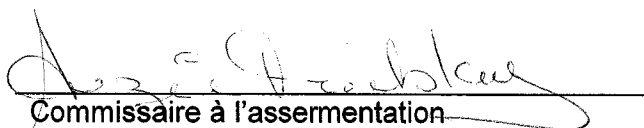
1. J'ai pris connaissance de la présente demande de révision dans le cadre de mes fonctions;
2. Tous les faits allégués au présent affidavit et dont j'ai connaissance sont vrais.

ET J'AI SIGNÉ



PASCAL CORMIER

Assermenté devant moi à Montréal, ce 28
février 2014



Commissaire à l'assermentation



ANNEXE 1

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE D'APPROBATION DES CARACTÉRISTIQUES
DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE ET
DE LA GRILLE D'ANALYSE EN VERTU DE
L'ACQUISITION D'UN SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

DOSSIER : R-3848-2013

**RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président
M. GILLES BOULIANNE
Me LOUISE ROZON**

AUDIENCE DU 12 FÉVRIER 2014

VOLUME 5

**CLAUDE MORIN
Sténographe officiel**

Me ANDRÉ TURMEL :

Treize (13) minutes.

LE PRÉSIDENT :

J'apprécie. Merci. La justesse, treize (13) minutes. Allez-y, merci.

Me ANDRÉ TURMEL :

Merci. Alors, donc ça a été utile, durant la pause, justement, on a coupé, là, dans les... certaines questions pour éviter d'être redondant.

Q. [103] Alors, avant la pause, on parlait, Monsieur Zayat et Dufresne, du fait que dans les dernières années vous avez atteint des plateaux jusqu'à trois mille mégawatts (3000 MW) de puissance complémentaire. Je comprends que c'est en hiver, et bon, je vois... Mais est-ce que je me trompe en disant que ces puissances-là complémentaires, ce n'était pas en décembre ni en mars? C'est exact?

M. HANI ZAYAT :

R. Je recommence.

Q. [104] O.K. J'ai mal compris.

R. On n'a pas acheté trois mille mégawatts (3000 MW) de puissance complémentaire. On a acheté trois mille (3000 MW), jusqu'à trois mille mégawatts (3000 MW) à certains heures.

Q. [105] O.K. oui, O.K.

R. Ce n'était pas de la puissance, c'était de l'énergie. À ce titre, d'ailleurs, nos bilans de puissance sont disponibles dans le plan d'approvisionnement. Donc, il y a un bilan de puissance qui est déposé et les quantités qui sont achetées sont annoncées là.

Q. [106] O.K. Vous faites une différence entre cette puissance-là que vous venez de décrire et la puissance complémentaire? Je voudrais bien comprendre. Est-ce qu'on parle de la même chose ou... Je vous envoie à la, donc, la DDR de la FCEI, là, SQD-2, document 4, à la question 5.3, donc pages 11 et 12. Question 5.3, on dit :

Veillez préciser les avantages que voit le Distributeur à exiger et à payer pour un produit de puissance de 35 % alors que le produit qu'il livre au fournisseur d'équilibrage ne vaut qu'une contribution en puissance de 30 %.

Et là, vous dites :

La puissance complémentaire acquise correspond à 5 %, et cetera.

Alors, ma question c'est finalement, basé sur l'expérience des dernières années dont on a

discuté, là, la puissance dont on parle ici, ça devrait de toute manière pas être acquis pendant les quatre mois d'hiver pour respecter le critère de fiabilité auquel vous faites référence ici?

R. Je vais reprendre notre bilan de puissance. Le bilan de puissance, on va prendre l'année en cours, deux mille treize - deux mille quatorze (2013 - 2014), donc avant, on va prendre en date du plan d'approvisionnement, il y a eu un bilan qui a été fait, une projection qui a été faite pour l'année, pour l'hiver qu'on est en train de vivre. Ce bilan-là supposait une contribution supposée évidemment, tenait compte du fait qu'on a une entente d'intégration éolienne qui raffermissait la production, l'énergie qui était livrée à trente-cinq pour cent (35 %). Donc, on pouvait compter, dans notre bilan de puissance, sur une contribution de trente-cinq pour cent (35 %) garantie, ferme, fournie à travers l'entente d'intégration éolienne, tout comme on pouvait compter sur de l'électricité patrimoniale pour trente-quatre mille trois cent quarante-deux mégawatts (34 342 MW), tout comme on pouvait compter sur une série de centrales contractées par le Distributeur, que ce soit de la biomasse ou autre. Au-delà de ça, il y avait de

l'électricité interruptible qui contribuait au bilan de puissance. Et en tout dernier lieu, il restait un, je vais dire un résidu ou une quantité de puissance à aller chercher sur les marchés de court terme, qui était identifié au bilan, qui était de l'ordre de six cents mégawatts (600 MW) pour l'hiver deux mille treize-deux mille quatorze (2013-2014). Le trois mille mégawatts (3000 MW), ça, évidemment, ça suppose un scénario normal avec certains aléas. Mais il peut arriver, comme c'est déjà arrivé, qu'à certaines... à certaines périodes très spécifiques les conditions de demande, les conditions de température font en sorte que le besoin est très élevé. Et on a vécu des moments où on a acheté pour pratiquement trois mille mégawatts (3000 MW) à certaines heures, à certains jours pendant l'hiver.

(10 h 47)

Q. [107] Et tout à l'heure donc, je vous citais à 5.3. J'ai lu la première phrase, mais je n'ai pas lu la dernière phrase qui est aussi peut-être la plus importante. On dit :

Cette puissance...

Dont on parle, la puissance complémentaire.

... devrait de toute manière être

acquise par le Distributeur afin de
respecter son critère de fiabilité en
puissance.

Comme vous devez de toute manière l'acquérir cette
puissance complémentaire-là, quand vous vous
limitez au seul fournisseur de service
d'intégration est-ce qu'il est possible que vous
vous priviez de marchés moins chers?

R. On ne se prive pas de marchés moins chers. Notre
bilan de puissance tient compte de l'ensemble des
moyens qu'on a, de l'ensemble des moyens qui sont
disponibles, et en bout de ligne on ajuste les
besoins sur les marchés, les marchés de court terme
pour faire l'ajustement fin sur les marchés de
court terme.

Est-ce que les marchés de court terme sont
disponibles pour faire de l'équilibrage éolien? La
réponse est non. Est-ce que les marchés de court
terme sont disponibles pour des quantités
illimitées de puissance? La réponse est non, non
plus. La capacité des interconnexions, la capacité
des contreparties, on n'est pas dans cet univers-
là. Les marchés de court terme sont là pour
compléter et pour pallier à certains équilibres
fins en dernier... en dernier recours.

Mais je ne peux pas réduire. Si on enlevait
les autres moyens, bien c'est sûr que les besoins
de puissance, ils ne seront pas juste en janvier,
février, là, en janvier, février. Les besoins de
puissance, ils sont pour l'ensemble de la période
hivernale qui est du premier (1er) décembre jusqu'à
la fin mars.

Et j'irais plus loin. Si on enlevait
l'ensemble des moyens, c'est sûr que si on avait
zéro moyen pendant toute l'année, bien on aurait
des besoins de puissance même l'été. Donc, on ne
peut pas réduire ça à une... à un moment
particulier. C'est des besoins qui sont là pour
répondre à la demande telle qu'elle se présente.

Q. [110] O.K. Mais, concrètement, je vous pose la
question, en décembre et en mars passés, je vous
suggère que vous n'avez pas fait d'achats. Juste me
confirmer si c'est exact. Vous m'avez donné une
réponse sur l'année, ça je comprends. Mais,
concrètement, dans ces deux mois-là.

R. Bien, concrètement, dans ces mois-là on n'a pas
fait d'achats sur les marchés de UCAP pour janvier,
février. On a fait, par contre, on a couvert des
besoins de décembre et mars à travers
l'interruptible par exemple. Donc, est-ce que je

Q. [108] Tout à l'heure, je pense que vous avez dit
que vous avez acheté en deux mille treize (2013),
deux mille quatorze (2014), six cent dix mégawatts
(610 MW). C'est ce qu'on me dit, là.

R. Non. J'ai dit que le bilan de puissance de l'état
d'avancement présentait des prévisions d'achats de
puissance de l'ordre de six cents mégawatts (600
MW).

Q. [109] Et ma question c'est en décembre et en mars
est-ce que vous avez fait de tels achats?

R. Les achats de puissance, ils tiennent compte des
douze (12) mois par année. Les besoins de
puissance, ils reflètent la demande pendant les
douze (12) mois et ils reflètent la... la
disponibilité des moyens pendant douze (12) mois et
la partie résiduelle, donc le dernier bout, il est
possible que le dernier bout, les derniers
mégawatts il n'y ait pas de besoins pour une
période de douze (12) mois, certainement pas, pas
nécessairement pour quatre mois. Mais,
effectivement, les derniers mégawatts requis
peuvent être pour une période plus courte, donc
pour une période de plus. Janvier, février qui sont
typiquement les mois les plus... les plus
contributifs.

considère que c'est un achat? Oui, bien sûr que
c'en est un.

Q. [111] O.K.

R. Est-ce qu'il est contributif? Bien sûr qu'il est
contributif. Les derniers mégawatts ont été requis
pour janvier, février, mais les besoins sont pour
l'ensemble de l'hiver.

Q. [112] Merci. Cette fois-ci je vous envoie, j'ai une
question en référence, c'est la pièce B-0019, donc
c'est la HQD-2, Document 3.1. C'est les DDR de EBM.
Donc, HQD-2, Document 3.1, page 11. B-0019.
Donc, HQD-2, Document 3.1, réponse 3.4. Donc, B-0019,
HQD-2, Document 3.1, réponse 3.4. On vous posait la
question :

Si les retours d'énergie étaient fixés
à 30 % plutôt qu'à 35 %, quels rôles
joueraient, respectivement, la
« puissance complémentaire » et la
« garantie de puissance »?
Et vous avez donné une définition, là. Vous dites :
La puissance complémentaire est
établie par la différence entre les
retours d'énergie garantis par le
fournisseur et la contribution en
puissance de la production éolienne.

ANNEXE 2

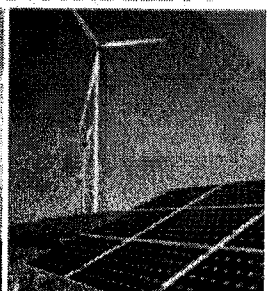
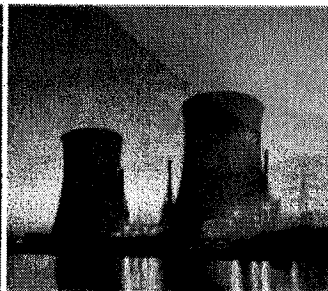
NERC

**NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION**

2013–2014 Winter Reliability Assessment

November 2013

RELIABILITY | ACCOUNTABILITY



North American Electric Reliability Corporation

Atlanta

3353 Peachtree Road NE
Suite 600 – North Tower
Atlanta, GA 30326
404-446-2560

Washington, D.C.

1325 G Street NW
Suite 600
Washington, D.C. 20005
202-400-3000

The North American Electric Reliability Corporation (NERC) prepared this assessment in its capacity as the electric reliability organization (ERO).¹ The assessment provides an independent view of the 2013–2014 winter reliability outlook for the North American bulk power system (BPS)² while identifying trends, reliability issues, and potential risks. Additional insights include resource adequacy and operating reliability, as well as an overview of projected seasonal electricity demand for individual assessment areas.

Additional inquiries regarding the information in this assessment may be directed to the NERC reliability assessment staff.

NERC Reliability Assessment Staff

Name	Position	Email	Phone
Thomas Burgess	Vice President and Director	thomas.burgess@nerc.net	404-446-2563
John N. Moura	Director of Reliability Assessment	john.moura@nerc.net	404-446-9731
Noha Abdel-Karim	Senior Engineer	noha.karim@nerc.net	404-446-4699
Elliott J. Nethercutt	Senior Technical Analyst	elliott.nethercutt@nerc.net	202-644-8089
Trinh Ly	Engineer	trinh.ly@nerc.net	404-446-9737
Michelle Marx	Administrative Assistant	michelle.marx@nerc.net	404-446-9727

¹ Section 39.11(b) of the U.S. FERC's regulations provide that: "The Electric Reliability Organization shall conduct assessments of the adequacy of the Bulk-Power System in North America and report its findings to the Commission, the Secretary of Energy, each Regional Entity, and each Regional Advisory Body annually or more frequently if so ordered by the Commission."

² BPS reliability, as defined in the *How NERC Defines BPS Reliability* section of this report, does not include the reliability of the lower voltage distribution systems, which systems account for about 80 percent of all electricity supply interruptions to end-use customers.

Table of Contents

Preface	iii
2013–2014 Winter Season Key Findings	1
Projected Demand, Resources, and Reserve Margins	7
FRCC	8
MISO	10
MRO-Manitoba Hydro	15
MRO-MAPP	17
MRO-SaskPower	19
NPCC-Maritimes.....	21
NPCC-New England	23
NPCC-New York.....	26
NPCC-Ontario.....	28
NPCC-Québec.....	31
PJM	33
SERC	35
SPP	38
TRE-ERCOT	40
WECC	44
Appendix I: Assessment Preparation	47

NPCC-Québec

Demand Projections

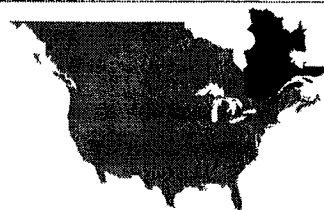
Projected Peak:	Megawatts (MW)
Total Internal Demand	37,233
Net Internal Demand	37,233

Resource Projections

Projected Peak:	Megawatts (MW)
Net Firm Capacity Transactions (Transfers)	-398
Existing-Certain & Future-Planned Capacity	39,819
Anticipated Resources	41,701
Supply-Side Direct Control Load Management	250
Supply-Side Contractually Interruptible	1,660
Prospective Resources	41,701

Planning Reserve Margins

Projected Peak:	Percent (%)
Anticipated Reserve Margin	12.00%
Prospective Reserve Margin	12.00%
NERC Reference Margin Level	10.10%



The Québec Assessment Area (Québec Area) is a NERC subregion in the northeastern part of the NPCC Region, covering 643,803 square miles with a population of 8 million (province of Québec). The Area is one of the four NERC Interconnections in North America with ties to Ontario, New York, New England, and the Maritimes, consisting either of HVdc ties or radial generation or load to and from neighboring systems. Transmission voltages are 735, 315, 230, 161, 120 and 69 kV with a ± 450-kV HVdc multi-terminal line. Transmission line length totals 33,639 km (20,902 miles) as of December 31, 2012. The Area is winter-peaking.

The Québec Area demand forecast for the 2013–2014 winter peak (i.e., 37,233 MW) is 310 MW lower than the 2012–2013 winter peak demand forecast presented in last year’s winter assessment. This drop in the demand forecast is mainly attributed to the industrial sector.

Total Energy Efficiency and Conservation is included in the forecasted demand. For the 2013–2014 winter peak period, Energy Efficiency and Conservation accounts for a 1,980 MW reduction in the forecast. This is 200 MW more than the estimated impact of Energy Efficiency and Conservation on the expected 2012–2013 winter peak demand in the last winter assessment.

In the Québec subregion, demand response (DR) programs are specifically designed for peak-load reduction during winter operating periods. Demand response consists of interruptible demand programs (for large industrial customers), totalling 1,660 MW for the 2013–2014 winter period, 80 MW more than last winter. Demand response is usually used in situations when load is expected to reach high levels or when resources are not expected to be sufficient to meet load at peak periods. Interruptible load program specifications differ among programs and participating customers. They usually allow for one or two calls per day and between 40 to 100 hours interruption per winter period. Interruptible load programs are planned with participating industrial customers with whom contracts are signed. All customers are regularly contacted before the peak period (generally during fall), so that their commitment to provide their capacity when called during peak periods is ascertained. These programs have been in operation for years and, according to the records, customer response is highly reliable.

The Reference Margin Level is drawn from the Québec Area’s 2012 *Interim Review of Resource Adequacy*,²⁸ approved by NPCC’s Reliability Coordinating Committee on November 27, 2012, and is approximately 10 percent for the 2013–2014 winter period, as it was in the 2012–2013 *Winter Reliability Assessment*. The anticipated reserve margin level is not expected to fall below the NERC Reference Margin Level for the 2013–2014 Winter Operating Period. For this winter assessment, reserve margin level evaluations were done for peak conditions only.

For the 2013–2014 Winter, Total Internal Capacity will be 43,534 MW. Compared to the previous winter assessment, an additional 600 MW of wind power is expected to be commissioned for the 2013–2014 winter peak period. There are no planned resource retirements that would significantly impact the available on-peak capacity for the next winter.

Hydro conditions for this upcoming winter peak period are such that reservoir levels are sufficient to meet both peak demand and the daily energy demand throughout the winter.

²⁸ <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2012%20Quebec%20Interim.pdf>

Biomass and wind resources are owned by Independent Power Producers (IPPs). These IPPs have signed contractual agreements with Hydro-Québec. Therefore, for biomass resources, expected on-peak capacity and maximum capacity are equal to contractual capacity, representing almost 100 percent of nameplate capacity. For wind resources, capacity contribution at peak is estimated at 30 percent of contractual capacity, representing 700 MW for the 2013–2014 winter period. Maximum wind capacity is set equal to contractual capacity, which generally equals nameplate capacity.

During the 2013–2014 Winter Operating Period, firm capacity exports of 898 MW are planned. On the other hand, the Québec Area should purchase about 870 MW on short-term markets for the 2013–2014 winter peak period, of which 500 MW is firm. This purchase is included in the Anticipated Reserve Margin. Expected capacity purchases are planned by Hydro-Québec Distribution as needed for the Québec internal demand. In this regard, Hydro-Québec Distribution has designated the Massena–Châteauguay (1,000 MW) and Dennison–Langlois (100 MW) Interconnections' transfer capacity to meet its resource requirements during winter peak periods. However, the Québec Area does not rely on any emergency capacity imports to meet its Reserve Margin Reference Level.

No transmission equipment is scheduled for maintenance outages in Québec during the winter. No existing transmission lines will be taken out of service for this winter season. Moreover, no major transmission lines are coming into service.

Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) is adding a new 735-kV section at Bout-de-l'Île (east end of Montréal Island) substation, originally a 315/120-kV station. The Boucherville–Duvernay line (Line 7009), which passes near Bout-de-l'Île, will be looped into the new station. In November 2013, a new -300/+300-Mvar Static Var Compensator (SVC) will be integrated into the 735-kV section. The project also includes the addition of two 735/315-kV, 1,650-MVA transformers in 2014. This new 735-kV source will allow redistribution of load around the Greater Montréal area and will absorb load growth in the eastern part of Montréal. This project will enable future major modifications to the Montréal regional subsystem. Many of the present 120-kV distribution stations will eventually be rebuilt into 315-kV stations, and the Montréal regional network will be converted to 315 kV. The addition of a second -300/+300-Mvar SVC at Bout-de-l'Île in 2014 is also projected.

As a member of the Western Climate Initiative, the province of Québec put in place a cap-and-trade system to help curb greenhouse gas emissions. Given that there are only two fossil fuel power plants in the Québec Area (one fuel-fired power plant that is only used a few hours a year for peaking purposes and one natural gas cogeneration power plant, which is presently mothballed), this cap-and-trade system is not expected to have an impact on resource adequacy in the Québec Area. Therefore, fuel supply and transportation is not an issue in Québec.

During the 2013–2014 Winter Operating Period, no significant issues concerning neighboring areas that could impact operations in the Québec Area have been identified. However, during very cold weather periods, NPCC subregions discuss and coordinate planned interchange schedules. NPCC conference calls are held as needed in this context.

There are no potential issues that could substantially change the assessment projections.

Finally, following the failure of a current transformer in 2011, the *2012–2013 Winter Reliability Assessment* discussed the ongoing HQT 735-kV current transformer replacement program. This program has continued into 2013. As of October 2013, 17 out of the original 281 current transformers have yet to be replaced, but should be completed in time for the 2013–2014 winter peak period.