

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3864-2013

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2014-2023 DU DISTRIBUTEUR**

**COMMENTAIRES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING SEC
(CI-APRÈS « EBM »)**

Montréal, le 17 octobre 2014

INTRODUCTION

Dans le cadre du présent plan d'approvisionnement, la Régie a autorisé une réouverture d'enquête pour notamment permettre au Distributeur de présenter les caractéristiques générales d'un appel d'offres de long terme annoncé de 1000 MW pour combler des besoins de puissance à compter de l'hiver 2018-2019.

EBM ne questionne pas l'opportunité de recourir à un tel appel d'offres, bien au contraire. Toutefois, EBM soumet à la Régie que certaines des caractéristiques du produit recherchées par le Distributeur ne sont pas justifiées et sont contraires aux dispositions législatives et réglementaires, tel qu'expliqué ci-après.

A) LA CARACTÉRISTIQUE « RÉSERVÉ AU RÉSEAU QUÉBEC OU DONT LES LIVRAISONS D'ÉNERGIE PERMETTRONT DE MAINTENIR INTACTE LA CAPACITÉ D'IMPORTATION » N'A PAS SA RAISON D'ÊTRE

i. Cette caractéristique n'est pas équitable en ce qu'elle restreint indûment le nombre d'offres

1. Cette caractéristique a pour effet d'empêcher un nombre important d'offres provenant des autres marchés pouvant offrir un produit de puissance similaire.
2. Il y a lieu de rappeler que l'objectif premier de l'acquisition d'un produit de puissance est de rencontrer le critère de maintien de la fiabilité tel qu'établi par le NPCC (HQD-9, document 1, p. 8) soit que « l'espérance de délestage n'excède pas 0,1 jour par année ».
3. Les limitations imposées par HQD ne sont pas en lien avec le respect de ce critère, sont non-nécessaires pour respecter l'obligation du NPCC et ne respectent pas les dispositions législatives et réglementaires en matière d'appel d'offres postpatrimoniaux.
4. L'objectif de l'appel d'offres est qu'il devrait permettre de faire appel à tous les soumissionnaires potentiels sans discrimination afin que le Distributeur puisse obtenir le produit de puissance au plus bas coût possible.
5. L'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01 établit les principes applicables en matière d'appels d'offres pour les contrats d'approvisionnement postpatrimoniaux :

« 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.

(...)

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.

(...) »

6. Le Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01, r. 1 prévoit que la demande d'approbation du contrat à la Régie doit contenir certaines informations, dont ce qui suit :

« (...)

La demande doit être accompagnée des contrats et contenir les informations suivantes:

1° une description de la contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement, et lorsque l'appel d'offres est satisfait par plusieurs contrats, une description de la contribution de chaque contrat à l'appel d'offres; »

(...)

4° la démonstration que le contrat ou la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas, pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, (...)

5° un rapport comparant les prix du contrat, de la combinaison des contrats ou de chaque contrat inclus dans la combinaison des contrats d'approvisionnement en électricité avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables;

6° la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvées dans le plan d'approvisionnement sont respectées;

(...) »

7. La procédure d'appel d'offres reprend ces obligations.
8. L'on doit retenir entre autres de ce qui précède, l'importance de s'assurer que l'appel d'offres s'effectue de façon équitable et impartiale pour tous les fournisseurs potentiels (traitement égal des fournisseurs et des sources d'approvisionnement), qu'il puisse être satisfait par plusieurs contrats et que le Distributeur a le fardeau de démontrer que le contrat ou la combinaison des contrats constitue le prix le plus bas.
9. Or, tel que proposé, l'appel d'offres empêche la vaste majorité des offres par les soumissionnaires qui auraient pu recourir à des sources de production à l'extérieur du Québec par le biais notamment des interconnexions de la Nouvelle-Angleterre, de New-York ou encore celle de l'Ontario.
10. HQD a d'ailleurs reconnu qu'EBM détenait des droits de transport ferme de 252 MW en importation et en exportation en provenance de la Phase- II en Nouvelle-Angleterre (n.s. 8 octobre 2014, p. 73). EBM soumet que n'eut été de la caractéristique demandée par HQD, elle aurait pu bénéficier de ses droits fermes pour considérer faire un offre en provenance de cette interconnexion. HQD prétend à tort selon nous qu'il existe des contraintes du côté de la Nouvelle-Angleterre justifiant de mettre de côté l'utilisation de cette interconnexion. HQD n'a pas fait la démonstration en quoi un approvisionnement ferme en provenance de cette interconnexion, pour lequel elle prend le titre en propre à la frontière, serait différent d'un approvisionnement provenant de la centrale LG2-A tous deux bénéficiant du même niveau de priorité sur le réseau étant au bénéfice de la charge locale.
11. De plus, par cette exigence, HQD décide de se priver d'un marché fort important qu'est celui de l'Ontario. La preuve dans le présent dossier est à l'effet qu'il y a présentement des démarches sérieuses qui sont effectuées par cette province afin de mettre sur pied un marché de la puissance.

12. En audience, EBM mentionnait ce qui suit au niveau du marché de l'Ontario (n.s. 20 juin 2014, p. 43 à 45) :

« Q. [26] Est-ce que vous avez des informations additionnelles à fournir concernant le marché de l'Ontario, le marché de la puissance en Ontario? La question du marché de puissance en Ontario.

R. Oui. Les questions de bilans de puissance ça n'affecte pas uniquement... Enfin, la problématique de répondre à la pointe ce n'est pas seulement au Québec qu'il y a ça. Les réseaux voisins aussi sont affectés, incluant l'Ontario.

À cet effet-là, en Ontario, ils prévoient faire la remise en... - j'ai le terme anglais - « refurbishment », la remise en... en œuvre ou enfin les réfections de certaines centrales nucléaires.

Donc, pour répondre, c'est un marché qui pointe... la plus grosse pointe c'est l'été. Et pour répondre à leurs bilans en capacité ou à leurs bilans de fiabilité, ils vont avoir des problèmes pour rencontrer ces bilans-là pour les années deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-2019). Enfin, il y a une période de cinq, six ans, là, qui est problématique.

Et à cet effet-là, l'Ontario songe à ouvrir un marché de la puissance en Ontario, ce qui éliminerait potentiellement les restrictions qui ont été discutées, là, à l'effet qu'il y a des coupures sur les marchés, sur les exportations quand ils ont des besoins. Parce que, s'ils ouvrent un marché de la puissance, nécessairement, ils vont devoir être réciproques avec les autres réseaux, donc ils vont devoir avoir les mêmes conditions que les autres réseaux, c'est-à-dire offrir un service de transport ferme pour pouvoir permettre l'échange d'un produit de puissance.

À cet effet-là, il y a eu une rencontre le huit (8) avril. C'est sur le site public de l'ISO. Je pourrais vous la fournir si vous le désirez, mais il y a eu des discussions officielles puis l'ISO compte mettre en place un marché de la puissance dans les semaines qui viennent. Et, à mon avis, ça serait intéressant que le Distributeur fasse partie des gens qui participent à ces rencontres-là pour pouvoir utiliser le potentiel, là, de la puissance disponible en période hivernale. Parce qu'on s'entend, l'Ontario ne pointe pas en même temps que le Québec. L'Ontario a une pointe importante l'hiver, mais moins importante que... que l'été. Donc, ils ont des disponibilités supplémentaires.

Puis à cet effet-là, juste mentionner que nous étions présents, Hydro-Québec Marketing était présente. Et, compte tenu de ce qui a été discuté au présent dossier, je pense qu'il serait approprié que le Distributeur s'assure de faire entendre ses intérêts à savoir d'éliminer cette restriction-là aux exportations pour permettre d'avoir accès à un mille deux cent cinquante mégawatts (1250 MW) de possibilité. »

13. L'appel d'offre proposé par HQD devrait prévoir la possibilité de pouvoir recourir à ce marché advenant que les règles de marché à être adoptées permettent l'exportation d'un produit de puissance, règles qui seraient comparables à celles des marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York.

14. Indépendamment de ce qui précède, la soumission devrait prévoir que la puissance peut provenir d'installations de production situées au Québec ou hors du Québec en indiquant, dans le cas d'installations de production hors Québec, que le soumissionnaire est responsable de prendre toutes les dispositions en vue de s'assurer du transport de l'électricité à la frontière du Québec.
- ii. La caractéristique empêchant de recourir aux interconnexions n'est pas justifiée
15. Dans le cadre de sa gestion des moyens dont il a en sa possession, il n'y a pas lieu pour HQD d'isoler le recours aux interconnexions pour plusieurs raisons.
16. Tout d'abord les besoins en puissance sont importants et justifieraient le Distributeur de viser une quantité plus importante pour l'appel d'offres que le 1000 MW de long terme prévu. En effet, tel qu'il appert du bilan soumis par HQD à la pièce HQD-8, document 1 à la p. 7, la puissance additionnelle requise est de l'ordre de 1700 MW à 3100 MW pour la période 2018 à 2023. Aussi, ce même tableau montre que la puissance additionnelle requise ajustée est de 700 MW à 2100 MW. Ainsi l'appel d'offres devrait de façon minimale viser le plus petit dénominateur commun soit 1700 MW. Le Distributeur pourrait ensuite équilibrer sans problème son bilan de puissance par le biais des autres moyens à sa disposition.
17. HQD soumet que ces besoins sont à ce point importants, qu'il doive même considérer d'avoir recours à d'autres moyens potentiels à la marge de l'appel d'offres proposé dont un service de pointe qui pourrait être acquis de TCE (HQD-8 document 1 p.8) sur lequel nous reviendrons plus loin dans nos commentaires.
18. Dans un tel contexte, le Distributeur devrait envisager sécuriser une plus grande quantité de puissance via des contrats de long terme et ouvrir l'appel d'offres à l'ensemble des réseaux et interconnexions disponibles. Ce faisant, HQD répondrait à son besoin de puissance, obtiendrait une plus grande quantité d'offres et permettrait possiblement de diminuer son coût d'acquisition.
19. Il est également important de rappeler que le Distributeur a indiqué en fin d'audience qu'il était disposé à considérer la modulation des quantités de sa demande (n.s. 8 octobre 2014, p. 256-257) pour tenir compte de la participation éventuelle de nouvelles sources de production. Si une telle modulation est possible pour de nouvelles sources de production, HQD devrait être en mesure de moduler sa demande en conséquence selon ses besoins.
20. En empêchant l'utilisation des interconnexions pour les fins du présent appel d'offres, le Distributeur limite artificiellement les offres et ce, sans lien avec l'obligation du respect du critère du NPCC et sans respecter ses obligations en vertu de la Loi.

21. Aussi, tel qu'indiqué dans ce dossier par EBM ainsi que par d'autres intervenants, le montant retenu de 1500 MW par le Distributeur comme représentant le potentiel des interconnexions est sous estimé.
22. Au niveau de la contribution des marchés de court terme, EBM indiquait ce qui suit dans sa preuve (C-EBM-10) :

« 46. Quant à la contribution des marchés de court terme, le Distributeur mentionne qu'il limite à 1500 MW les capacités des interconnexions. Plus particulièrement, le Distributeur limite à 280 MW (HQD-1, document 2.3, annexe 4D, p. 48) la capacité d'importation de puissance en provenance de l'Ontario. Le Distributeur omet d'envisager la possibilité d'utiliser l'interconnexion de 1250 MW entre l'Ontario et le Québec afin de se procurer de la puissance sur les réseaux limitrophes à l'Ontario (NYISO, MISO,). Ces transactions pourraient se faire par des transactions de passage sur le réseau de l'Ontario. Ces transactions ne sont pas assujetties aux coupures que pourraient potentiellement imposer l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») aux transactions d'exportation en cas de problème d'alimentation en Ontario.

47. À l'égard de l'interconnexion du réseau d'Énergie La Lièvre, le Distributeur indique dans sa preuve (HQD-1, document 2.3, annexe 4D, p. 48) qu'il présume la disponibilité d'une puissance d'environ 150 MW. A cet effet, il y a lieu de noter que la centrale de la production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est qualifiée à hauteur de 250 MW sur le marché de la puissance sur le marché du NYISO/ISO-NE. Il y aurait donc lieu d'augmenter la puissance disponible à cette interconnexion au même niveau soit, 250 MW.

48. De plus, l'interconnexion Radisson – Nicolet – Sandy Pond peut être utilisée pour approvisionner le Distributeur en puissance en autant qu'une entente soit conclue avec les détenteurs de droits de passage ferme sur ce lien (HQD-1, Document 2.3, Annexe 4D, p. 47). »

23. Lors de la présentation de sa preuve, EBM ajoutait que le 1500 MW estimé par le Distributeur comme représentant la contribution des marchés de court terme était conservateur (n.s. 20 juin 2014, p. 41 à p. 43) :

« Q. [25] Je vais maintenant vous demander d'aborder la position d'EBM au niveau de l'achat de puissance sur les marchés par le Distributeur.

R. Oui. Nous considérons que l'analyse du Distributeur à l'égard des marchés est conservatrice. On vous a dit que c'était pas conservateur mille cinq cents mégawatts (1500 MW)).

Nous, on est d'avis qu'il y a une sous-estimation parce qu'il y a certains éléments qui n'ont pas été considérés. Plus spécifiquement, je fais référence à l'utilisation potentielle de l'interconnexion de mille deux cent cinquante mégawatts (1250 MW) qu'il y a entre l'Ontario et le Québec.

Nous ne contestons pas l'analyse du Distributeur, nous arrivons à la même analyse par rapport à la puissance actuellement avec les règles de marché en Ontario qui provient de la province de l'Ontario. Mais, toutefois, il y a la possibilité de faire des transactions de passage, d'acheter de la puissance sur les réseaux

limitrophes à l'Ontario et ainsi, si la puissance est appelée, de transiter l'énergie par l'Ontario par des transactions de passage qui, eux, ne sont pas sujets aux restrictions associées aux coupures aux exports. Parce que l'impact net en Ontario, on injecte cent (100) à un endroit, on sort cent (100) à l'autre endroit. Donc, au net il n'y a pas d'impact.

Donc, pour répondre aux besoins de l'Ontario mettons dans l'optique qu'ils sont en forte demande puis ils doivent couper les exportations pour répondre à leurs besoins internes, les transactions de passage ne sont pas affectées.

Donc, ça permet d'utiliser de la puissance qui est installée dans le marché de MISO, par exemple, Midwest ISO, qui souvent une valeur de puissance plus bas que dans les marchés comme la Nouvelle-Angleterre ou New York. Parce qu'il y a beaucoup plus de capacité, le prix de l'énergie est moins élevé aussi.

Donc, il y a ça ainsi qu'évidemment l'utilisation de la capacité de LL (sic). Dans le dossier c'était cent cinquante (150). On a aucune restriction hydrique qui nous permet... qui limite notre production dans la période hivernale en bas de deux cent cinquante (250). »

24. En plaidoirie (C-EBM-19), nous résumions notre position à ce sujet aux pages 5 et 6 :

« 19. La position d'EBM au sujet des capacités en import annoncées par le Distributeur à hauteur de 1 500 MW est à l'effet que celle-ci est trop conservatrice.

20. Il est par ailleurs surprenant qu'entre le 1100 MW attribuable au marché de New-York, le Distributeur ne puisse pas ventiler de façon précise la contribution des marchés qui lui permet d'arriver à un 400 MW additionnel (n.s. 18/6/2014 p. 23 l. 7 à la p. 24 l. 9) surtout par opposition au tableau 4D-2 listant la capacité d'importation effective à la pointe du réseau (B-0008, HQD-1, Doc. 2.3 p. 49).

21. EBM avait émis cette position aussi dans le dernier plan d'approvisionnement (D-2011-162, par. 205) à l'effet que le Distributeur sous-estimait la contribution possible des marchés de court terme :

« [205] EBM estime très conservatrice l'évaluation du Distributeur à l'égard de la contribution possible des marchés de court terme hors Québec et au Québec. Elle précise qu'il y a lieu, d'une part, de considérer des contributions provenant d'autres réseaux voisins, dont ceux de Énergie La Lièvre (ÉLL), Rio Tinto Alcan (RTA) et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) et, d'autre part, de revoir à la hausse la disponibilité de produits de puissance en provenance du Nouveau-Brunswick. Par ailleurs, EBM souligne que « l'achat de puissance sur les interconnexions existantes doit certainement être optimisé avant la construction de nouvelles interconnexions plus dispenseuses ».

22. Nous référons aussi à la preuve d'EBM à ce sujet dans le présent dossier (EBM-0010, p. 12) et au témoignage d'EBM (n.s.20/6/2014 p. 41 l. 12 à p. 43 l. 7). Selon nous, le Distributeur sous-évalue la contribution d'Énergie La Lièvre (EBM-0012 p. 2-3) ainsi que les transactions de passages sur le réseau de l'Ontario et les démarches actuelles en vue de la création d'un marché de puissance dans cette province (n.s. 20/6/2014 p. 43 l. 12 à p. 45 l. 15).

23. Lors du début de l'audience, sans modifier son analyse au niveau de la contribution des marchés de court terme à hauteur de 1500 MW, le Distributeur a soumis à la Régie un tableau des retraits et ajouts de production par marché (B-0083 p. 5).

24. EBM a, en réponse, émis des réserves quant à l'application de cette information dans le calcul de la contribution des marchés compte tenu que les marchés en question pointent essentiellement l'été à l'inverse du Québec et que la tendance est à l'effet que les prix sont plus élevés à l'été qu'à l'hiver (n.s. 20/6/2014 p. 51 l. 17 à p. 53 l. 13).

25. Certains intervenants soumettent aussi qu'il y a sous-évaluation du marché de court terme ou encore un manque de démarches pour le développement de nouveaux marchés.

26. L'AHQ-ARQ dans sa preuve (rapport d'expertise de M. Marcel Paul Raymond AHQ-ARQ à la p. 74) propose d'augmenter cette contribution à 2000 MW. Cet intervenant rappelle à juste titre que le NPCC estime un partage de réserve potentiel de la zone du Québec variant entre 2892 et 3747 MW pour 2015 (AHQ-ARQ – 0011 p. 63). L'expert de l'AHQ-ARQ émet plusieurs recommandations au niveau des possibilités d'achats de court terme dont la demande que le Distributeur effectue une analyse plus poussée des possibilités d'achats de court terme en provenance de la province de l'Ontario (AHQ-ARQ – 0011 p. 73).

27. L'expert nuance aussi la position du Distributeur au sujet du tableau des retraits et ajouts (B-0083) en rappelant que ce qui est important c'est le bilan offre-demande. (AHQ-ARQ – 21 recommandation 22). »

25. Il est également important de souligner qu'aux paragraphes 28 à 32 du plan d'argumentation, nous rappelons qu'à notre avis le Distributeur n'avait pas fait de véritables démarches pour concrètement optimiser le marché de court terme.
26. Ainsi, le montant de 1500 MW ne tient pas compte des démarches de développement de marché que la Régie a requis de la part du Distributeur et ce, depuis plusieurs années.
27. Finalement, les interconnexions offrent beaucoup plus de flexibilité qu'une centrale thermique. Il existe une flexibilité plus fine en terme de temps requis pour céder les quantités et en terme de volume (variation à l'heure) permettant une plus grande variabilité au niveau du facteur d'utilisation.

B) LA GRILLE DES CRITÈRES DEVRAIT ÊTRE REVUE OU PERMETTRE UN TRAITEMENT ÉGAL ET NON-DISCRIMINATOIRE

28. HQD n'a pas démontré que la grille proposée permettrait aux différents producteurs d'être traités sur un même pied d'égalité ni qu'elle est adaptée au produit qui est présentement recherché. Aussi, le Distributeur n'a pas détaillé les méthodes d'évaluation des critères proposés.

29. Les modalités relatives aux appels d'offres peuvent faire l'objet de modifications (D-2002-169, à la p. 54) :

« Les modalités discutées dans le présent chapitre s'appliqueront aux prochains appels d'offres que le Distributeur entend lancer dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2002-2011. Elles pourront éventuellement être modifiées pour les appels d'offres subséquents et ajustées en fonction de l'expérience acquise ou pour s'adapter aux spécificités des prochains appels d'offres.

La Régie, par la procédure d'appel d'offres, s'assure du traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement et du traitement équitable et impartial des fournisseurs. La crédibilité du processus de sélection est primordiale et il est souhaitable qu'un maximum de fournisseurs intéressés aient la possibilité d'y participer pour susciter une saine compétition et procurer aux consommateurs l'électricité dont ils auront besoin au moindre coût. »

(Nos soulignés)

30. Les informations fournies par le Distributeur ne permettent pas de s'assurer que les coûts associés à une production thermique ou encore à une production provenant d'un équipement de type « peaker » (coût garanti de l'approvisionnement en carburant, coût du transport garanti du carburant, coût relatif aux émissions de carbone, perte sur le réseau de transport, coût des contraintes techniques et des consignes de programmation, etc...) seront véritablement pris en compte et pourront valablement être comparés à une production hydroélectrique existante ou en provenance de l'extérieur du réseau par le biais d'interconnexion existante.
31. En effet, les coûts associés à la production thermique ou à une centrale de pointe de type « peaker » sont forts différents et importants par opposition à une production hydraulique existante ou provenant d'une interconnexion existante pour les raisons principales suivantes:
- les capitaux nécessaires à la construction d'une centrale thermique demeurent élevés et ne peuvent être récupérés avec un retour sur l'investissement raisonnable simplement sur la base d'un revenu de puissance considérant l'absence d'une bourse d'énergie et d'un marché de gros limité au Québec;
 - contrairement à ce que prétend HQD (n.s. 8 octobre 2014, p. 51-52 et 65-66) toute centrale thermique requiert un préavis important pour pouvoir produire à plein régime et ainsi fournir l'énergie associée à la puissance pouvant être de plusieurs heures dépendant du statut (départ à chaud ou à froid) et du type de centrale (cycle simple ou combiné);
 - les coûts fixes et variables, dont ceux reliés au départ d'une centrale thermique, doivent être également récupérés par le fournisseur;
 - chaque centrale demeure également assujettie à des limites sur le nombre de départs et les délais entre 2 départs successifs; et

- l'approvisionnement en combustible requiert également d'acheter la commodité et de réserver le service de transport à l'avance sans avoir la certitude d'être effectivement appelé à générer, ce qui peut s'avérer fort coûteux dans une perspective de facteur de génération très bas, tel que recherché actuellement par HQD.
32. Nous vous référons également au tableau joint en annexe référant aux différents temps de démarrage par type de centrales.
33. Dans l'optique où l'appel d'offres devrait être ouvert à tous les types de producteurs, on peut à juste titre s'interroger quant à la mention spécifique du Distributeur à l'effet que l'appel d'offres « pourrait entraîner l'ajout de nouveaux équipements thermiques » et la référence aux « contraintes techniques pour un équipement de type « peaker » » HQD-8, document 1 aux pp. 4 et 5.
34. Dans les différents critères d'évaluation, il devrait être considéré que le facteur d'utilisation pourrait être appelé à varier, ce qui répondrait aux besoins du Distributeur que celui-ci indiquait comme étant différents à partir de 2021.
35. Il faudrait également s'assurer d'un traitement adéquat de la question de la gestion des pertes sur le réseau.
36. Nous croyons que la Régie devrait demander une ventilation du critère monétaire afin de s'assurer qu'il tienne compte de tous les coûts afférents au produit de puissance tel qu'indiqué précédemment.
37. Aussi, il va sans dire que le document d'appel d'offres devra expliciter les pondérations et les méthodes d'évaluation des critères et de la grille d'analyse (D-2001-191, p. 15) :

« La Régie considère essentiel, pour assurer un traitement impartial des fournisseurs et un traitement égal des sources d'approvisionnement, que le contenu de la grille, les critères, les pondérations et les méthodes d'évaluation soient clairement explicités dans le document d'appel d'offres. Une application simple et rigoureuse de cette grille favorisera le processus de sélection et permettra d'éviter des contestations éventuelles. »

(Nos soulignés)

C) LA CONSIGNE DE POUVOIR RAPPELER LA QUANTITÉ AVEC UN COURT DÉLAI N'EST PAS REQUISE

38. Cette consigne de programmation n'est pas demandée lors des appels d'offres de puissance dans les autres marchés. Les juridictions avoisinantes de la Nouvelle-Angleterre ou de New York exigent des fournisseurs de puissance qu'ils se commettent pour l'énergie associée dans le marché la veille (*Day-Ahead-Market*) ce qui leur permet de gérer le transport et l'achat de la commodité en conséquence. Nous comprenons

donc difficilement pourquoi un tel scénario ne serait pas également convenable pour HQD dans le cadre du présent appel d'offre puisque que convenable dans les appels d'offres précédents.

39. HQD n'avait pas jugé bon de requérir une telle caractéristique lors de l'appel d'offres court terme 2014-01 (C-EBM-0023 et HQD-9, document 1 à la p. 15).
40. Le Distributeur n'a pas été en mesure d'indiquer le nombre de fois où cette caractéristique pouvait être nécessaire dans les 300 heures de gestion de la pointe hivernale (n.s. 8 octobre 2014, pp. 67 à 69).
41. Cette gestion fine horaire du réseau devrait être effectuée par HQT par le biais d'ententes d'équilibrage ou de divers types de produits de réserve.
42. Contrairement aux prétentions du Distributeur, un « peaker » ne serait pas en mesure de répondre à une telle consigne à la lumière des contraintes opérationnelles mentionnées plus haut, en plus de représenter un coût d'approvisionnement considérable considérant le coût de réservation d'un service ferme de transport sur une base annuelle et un prix de combustible volatile sur une longue période. Considérant le faible facteur de production anticipé, réserver du transport annuel ferme devant être utilisé 10% du temps avec un marché de revente incertain, nous apparaît une dépense excessive et non justifiée dans les circonstances.
43. A nouveau, l'ajout de cette exigence non nécessaire limite la concurrence et ajoute des contraintes coûteuses qui se refléteront nécessairement dans le prix. Le Distributeur n'a pas démontré que le produit, tel que décrit, avec cette caractéristique favorise la recherche du plus bas coût possible.

D) LES AUTRES MOYENS À LA MARGE

44. Nous soumettons que la Régie devrait considérer cette liste de moyens additionnels seulement pour appuyer la démonstration du Distributeur à l'effet qu'il a un besoin important de puissance à partir de 2017. Nous invitons donc la Régie à ne pas se prononcer sur ces moyens supplémentaires en l'absence d'une preuve précise sur chacun de ces moyens. En effet, ces moyens additionnels n'ont pas été discutés dans le cadre du plan et le Distributeur n'a pas été en mesure de fournir aux intervenants un détail des caractéristiques propres à chacun de ces moyens et des coûts qui y sont associés.
45. La Régie a déjà, à plusieurs reprises, indiqué que les caractéristiques précises des contrats doivent être évaluées dans le plan d'approvisionnement (D-2012-142, pp. 24 à 29 citant les décisions D-2011-11, D-2012-29 et D-2011-162). En l'absence d'une présentation de l'ensemble des caractéristiques et leur analyse, la Régie ne devrait pas considérer ces moyens aux fins du présent dossier.

46. Même si la Régie ne devrait pas considérer ici ces moyens, il incombe d'emblée de mentionner que la décision de transformer la centrale TCE en « peaker » ne constitue certainement pas une modification du présent contrat mais la création d'un nouveau contrat, ce qui ne respecte pas les obligations du Distributeur d'avoir à recourir à un appel d'offres.

CONCLUSION

L'étape de la détermination des caractéristiques est fort importante puisque c'est en fonction des caractéristiques qui seront déterminées par la Régie dans le présent plan d'approvisionnement que le Distributeur devra élaborer la documentation relative à son appel d'offres de 1000 MW de puissance.

Nous demandons à la Régie de conclure que l'appel d'offres ne devrait pas être limité aux installations de production situées au Québec ou dont les livraisons d'énergie permettraient de maintenir intacte la capacité d'importation. L'appel d'offres devrait permettre la participation des installations de production situées au Québec ou hors du Québec et dans ce cas, prévoir seulement que le soumissionnaire est responsable de prendre les dispositions nécessaires en vue d'assurer le transport de l'électricité à la frontière du Québec.

Aussi, la Régie devrait donner des instructions au Distributeur afin que celui-ci prenne en considération tous les coûts associés au produit demandé et qu'il précise de façon spécifique dans son appel d'offres les méthodes d'évaluation des différents critères avec la pondération applicable.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

ANNEXE

Table A-7 — Start Up Times

LMS100

Conventional Start

Type	Total Heat Consumption	Total Time
Cold (> 72 Hours Shutdown)	28 mmBtu (LHV)	10 minutes
Warm (< 48 Hours Shutdown)	28 mmBtu (LHV)	10 minutes
Hot (< 8 Hours Shutdown)	28 mmBtu (LHV)	10 minutes

Simple Cycle SGT6-5000F(5)

Conventional Start

Type	Total Heat Consumption	Total Time
GT Ignition to 100% Load	440 mmBtu (HHV)	22.3 minutes

Fast Start (30 MW/min Ramp Rate)

Type	Total Heat Consumption	Total Time
GT Ignition to 150 MW	118 mmBtu (HHV)	10 minutes
150 MW to 100% Load	90 mmBtu (HHV)	2.7 minutes
Total	208 mmBtu (HHV)	12.7 minutes

1x1x1 SGT6-5000F(5)

Conventional Start

Type	Total Heat Consumption	Total Time
Cold (> 72 Hours Shutdown)	2951 mmBtu (HHV)	227 minutes
Warm (< 48 Hours Shutdown)	1874 mmBtu (HHV)	130 minutes
Hot (< 8 Hours Shutdown)	1523 mmBtu (HHV)	80 minutes

Fast Start (With Purge Credit Fast Acceleration and Loading)¹

Type	Total Heat Consumption	Total Time
Cold (> 72 Hours Shutdown)	5668 mmBtu (HHV)	125 minutes
Warm (< 48 Hours Shutdown)	3045 mmBtu (HHV)	87 minutes
Hot (< 8 Hours Shutdown)	1148 mmBtu (HHV)	38 minutes

18V50

Conventional Start

Type	Total Heat Consumption	Total Time
Preheated ²	11 mmBtu (LHV)	10 minutes

http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic_icapwg/meeting_materials/2013-08-13/Demand%20Curve%20FINAL%20Report%2008-2-13.pdf