

**COMMENTAIRES DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)
RELATIVEMENT À L'APPEL D'OFFRES POUR 1000 MW DE PUISSANCE**

**DEMANDE RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SUR L'HORIZON 2014-2023
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

Préparés dans le cadre du dossier

R-3864-2013

de la Régie de l'énergie du Québec

**Par
Antoine Gosselin**

Montréal, le 17 octobre 2014

Table des matières

Introduction	3
Évaluation du besoin	3
Besoin en puissance	3
Besoin en flexibilité.....	4
Conclusion sur le besoin	5
Caractéristiques et impact sur les prix	5
Disponibilité dès 2018-2019	6
Disponibilité en tout temps	6
Délai de réponse d'une heure	6
Critères de sélection	7
Conclusion.....	7

Introduction

Le 29 septembre 2014, Hydro Québec a déposé un complément de preuve dans le dossier R-3864-2013 portant sur le plan d’approvisionnement du Distributeur. Par ce complément de preuve, le Distributeur demande à la Régie l’autorisation de procéder à un appel d’offre pour 1000 MW de puissance. Il est prévu que l’appel d’offres soit lancé en février 2015 avec mise en service en décembre 2018.

Les principales caractéristiques du produit recherché sont :

- quantité totale de 1000 MW pouvant être scindée en différents blocs situés sur des sites différents;
- en service dès 2018-2019;
- durée de contrat de 20 ans;
- de type « peaker » (temps de réponse de 1 heure);
- disponible en tout temps;
- contribution attendue de 10% en hiver et de 3% annuellement.

L’appel d’offres est ouvert à toutes les formes de production, mais ne devra pas réduire la capacité d’importation aux interconnexions. De plus, la formule de prix devra comporter une composante puissance et composante énergie.

La FCEI présente ci-après ses commentaires.

Évaluation du besoin

Besoin en puissance

Sur la base de la mise à jour de mai 2014, le Distributeur identifie un besoin de contribution des marchés de court terme de 1700 MW en 2018-2019. Or, il évalue le potentiel de ces marchés à 1500 MW dont la majeure partie nécessite d’être importée par les interconnexions. Par conséquent, il y aurait selon les données présentées par le Distributeur, un besoin de puissance au-delà de la contribution de marchés de court terme en 2018-2019. C’est ce qui semble justifier l’appel d’offres.

Si un appel d’offres est certainement un moyen valable de satisfaire les besoins en puissance du Distributeur, il est important de noter que d’autres options s’offrent au Distributeur. La FCEI évalue que ces autres options représentent au moins 800 MW de puissance.

Centrale de TransCanada Energy(TCE)

À la pièce HQD-8, Document 1, le Distributeur fait mention d'autres moyens potentiels pour répondre au besoin de puissance. Il mentionne entre autres que la centrale de TCE pourrait offrir un service de pointe. La centrale dispose d'une capacité de 500 MW.

Option d'électricité interruptible

Par ses décisions D-2014-156 et D-2014-169, la Régie a approuvé un rehaussement substantiel des crédits offerts aux clients dans le cadre de l'option d'électricité interruptible. Au cours de l'audience du 8 octobre, les témoins du Distributeur ont indiqué s'attendre à une offre qualifiable de 1000 MW pour 2014-2015 sur la base des offres reçues au 1^{er} octobre 2014. Ce serait 150 MW de plus que ce qui est prévu au bilan. Les témoins du Distributeur estiment toutefois que l'on doit demeurer avec la prévision de 850 MW pour le futur rapproché parce qu'on ne sait pas comment se comporteront les acteurs du marché à long terme. Selon la FCEI, la probabilité que la forte bonification de l'offre fasse augmenter l'offre d'électricité interruptible est substantielle. De plus, considérant que trois semaines seulement se sont écoulées entre le moment où la Régie a rendu sa décision D-2014-156 et la date limite du 1^{er} octobre, il est possible que toute l'offre potentielle ne se soit pas exprimée. La FCEI est d'avis que l'offre qui sera disponible au 1^{er} octobre est selon toute vraisemblance un meilleur indicateur de l'offre d'électricité à moyen terme que le niveau de 850 MW.

Rappels en vertu des conventions d'énergie différées

Le bilan en puissance du Distributeur en date de mai 2014 prévoit des rappels d'énergie différée de 200 MW. Or, selon les conventions d'énergie différée, le Distributeur peut rappeler jusqu'à 400 MW, ce qui laisse une marge pour 200 MW additionnels.

Besoin en flexibilité

Au-delà de la puissance requise, il faut également déterminer quelles doivent être les caractéristiques de cette puissance. Cet aspect n'est pas moins important que la puissance elle-même puisqu'il assure que l'adéquation entre le besoin de puissance et la puissance disponible soit au rendez-vous non pas seulement lors de la journée de pointe, mais pour toutes les journées de l'année.

À cet égard, le Distributeur recherche un outil de type « peaker » disponible en tout temps et offrant une contribution en énergie en hiver de 10%. Le Distributeur spécifie que cet outil se situe à la marge des autres moyens prévus par le Distributeur. La FCEI comprend donc qu'il ne vise pas à remplacer un autre outil flexible, par exemple l'électricité interruptible.

Malheureusement, la FCEI constate une absence complète de preuve en ce qui a trait au besoin de flexibilité additionnelle. La FCEI ne voit pas non plus a priori de raison pour que le besoin de flexibilité change de façon importante entre aujourd'hui et 2018-2019. Le principal aléa de demande est lié aux variations de température. Or, la variabilité climatique ne changera certainement pas de façon drastique dans les dix prochaines années.

De plus, le Distributeur admet lui-même ne pas avoir évalué son besoin à cet égard.¹

« R. Vous voulez dire les occurrences qu'on ait besoin de donner un préavis seulement d'une heure ?

Q. [51] Oui.

R. Non, je ne pourrais pas vous le dire. »

Le Distributeur dispose déjà d'outils pour répondre aux aléas de demande de court terme. L'option d'électricité interruptible permet des ajustements avec un préavis de 2 heures, le contrat cyclable permet des ajustements avec un préavis de 1 heure, et surtout, l'électricité patrimoniale permet des ajustements de grande ampleur sans aucun préavis.

Outre le temps de réponse, le Distributeur demande que la ressource soit disponible en tout temps. Là encore, le Distributeur ne démontre aucunement le besoin en ce sens.

Dans les circonstances, rien ne permet de croire que les caractéristiques de type « peaker » soient requises.

Conclusion sur le besoin

En somme, un appel d'offres permettant d'aller chercher de la puissance pourrait être utile surtout s'il permet d'obtenir des prix plus avantageux que ce qu'offrent les marchés de court terme. Le Distributeur n'a toutefois pas fait la démonstration que cette puissance était essentielle avant 2020-2021. En effet, d'ici là, le Distributeur dispose d'options alternatives suffisantes pour répondre à sa demande de pointe. Il n'a par ailleurs pas fait la démonstration qu'il existait un besoin de flexibilité additionnelle pour la gestion des aléas. Cependant, afin de minimiser les coûts, il convient d'identifier adéquatement le besoin. Notamment en ce qui a trait à la flexibilité requise.

Bref, la FCEI ne serait pas opposée à un appel d'offres dès 2015 si le Distributeur procédait à une évaluation de son besoin de flexibilité et si le produit recherché correspondait à ce besoin.

Caractéristiques et impact sur les prix

Tel que mentionné précédemment, non seulement le Distributeur n'a-t-il pas fait la démonstration d'un besoin correspondant aux caractéristiques du produit demandé, il n'a simplement pas évalué ce besoin. Or, exiger des caractéristiques inutiles peut avoir un impact important sur le nombre de soumissions, les prix offerts et, ultimement, sur le coût de service.

Considérant le contexte énergétique actuel, il semble très probable que les deux principales sources de puissance en mesure de produire des offres concurrentielles sont les centrales hydro-électriques et les centrales au gaz naturel.

¹ A- 0062, Notes sténographiques du 8 octobre 2014, questions et réponses 48 à 51.

La FCEI estime que les conditions de l'appel d'offres vont restreindre la possibilité pour une centrale, notamment au gaz naturel, de soumissionner à un prix compétitif et donc entraîner une réduction de la concurrence et potentiellement une hausse du prix obtenu. Dans un contexte où la nécessité de ces exigences n'est aucunement démontrée, cela est très problématique.

Trois caractéristiques en particulier restreignent la possibilité ou l'intérêt pour une centrale au gaz de répondre à cet appel d'offres, soit la mise en service pour 2018-2019, la disponibilité du service en tout temps et le délai de réponse d'une heure.

Disponibilité dès 2018-2019

Le marché du transport de gaz naturel traverse une de turbulence qui amène un niveau considérable d'incertitude au niveau des capacités de transport à court ainsi qu'à leur prix. Cette incertitude quant à la disponibilité du gaz pourrait affecter la participation à une enchère lancée dès février 2015 et augmenter le risque pour le Distributeur selon la formule de prix proposée. Une enchère plus tardive pourrait réduire cette contrainte.

Disponibilité en tout temps

L'exigence d'une disponibilité en tout temps de la ressource entraîne des conséquences pour les soumissionnaires. Dans tous les cas, cela entraîne par exemple l'impossibilité de vendre de la puissance ferme à d'autres clients lorsqu'elle n'est pas requise par le Distributeur. Une telle possibilité permettrait au soumissionnaire d'optimiser ses actifs et donc de réduire le prix de sa soumission.

Alternativement, dans le cas d'une centrale au gaz, cette exigence limite la possibilité pour la centrale de revendre une capacité de transport hors des périodes de pointe. Cela a également pour conséquence de faire augmenter le prix offert.

Délai de réponse d'une heure

L'exigence d'un délai de réponse d'une heure fait augmenter les coûts de transport des centrales au gaz parce que les tarifs réguliers (FTLH, FTSH) n'offrent pas la flexibilité requise pour répondre à ce délai. Pour satisfaire à cette exigence, du transport similaire au service FT-SN de TCPL serait requis. Ce tarif n'est pour l'instant pas disponible pour livraison au Québec, mais en Ontario (CDA seulement), il coûte 10% plus cher que le transport ferme régulier.

Ces trois éléments démontrent les inconvénients liés à une demande d'outils indûment restrictive. Selon la FCEI, il est dans l'intérêt des clients de rechercher des outils qui soient le plus possible en adéquation avec les besoins réels.

Critères de sélection

Le Distributeur entend classifier les offres en fonction de critères qu'il présente à la page 9 de sa présentation.² Ces critères sont les mêmes qui avaient été retenus par la Régie dans ses décisions D-2002-17 et D-2004-212. Or, les circonstances du présent appel d'offre sont différentes de celles de 2002 ou 2004. Dans certains cas, les critères pourraient ne plus être pertinents dans le cadre de l'appel d'offres proposé.

C'est le cas notamment, selon la FCEI, du critère visant les émissions de gaz à effet de serre. En effet, la récente mise en place du SPEDE rend ce critère non pertinent pour toute centrale située au Québec puisque l'impact des émissions de GES sera déjà pris en compte à travers le critère de prix. La FCEI estime donc que ce critère devrait être retiré et que les points devraient être déplacés vers le critère de prix.

Conclusion

Considérant que :

- des moyens sont vraisemblablement disponibles pour combler les besoins de puissance prévus jusqu'en 2020-2021 et certainement jusqu'en 2019-2020;
- le Distributeur n'a pas évalué son besoin de flexibilité réel;
- la recherche d'une flexibilité non requise pourrait entraîner des coûts inutiles;

La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Distributeur une étude du niveau de flexibilité requis en marge des approvisionnements existant en vue d'un appel d'offres qui pourrait être lancé d'ici la fin de 2015 pour mise en service en 2019 ou 2020.

La FCEI estime également que la grille d'analyse pour cet éventuel appel d'offres ne devrait pas inclure un critère visant les gaz à effet de serre et que les points attribuables à ce critère dans la grille présentée par le Distributeur devraient être transférés au critère de prix.

² HQD-8, Document 1