
Régie de l'énergie du Québec

R-3775-2011

HQD - Demande d'approbation de l'entente globale de modulation

Mémoire de l'ACEF de l'Outaouais

Préparé par :

Mounir Gouja, PhD

Pour

l'ACEF de l'Outaouais

109, rue Wright,

Gatineau (Qué.)

J8X 2G7

17 novembre 2011

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction	3
2	Prévision mensuelle des ajouts.....	3
3	Prix du service de modulation.....	4
4	Calcul du solde du compte de modulation et disposition du solde résiduel.....	6
5	Programmation des retraits et implication du Transporteur	10

1 Introduction

Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur ou HQD) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) dans le présent dossier d'approuver l'entente globale de modulation intervenue entre le Distributeur et Hydro-Québec Production (le Producteur). Cette entente vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne qui prendra fin le 31 décembre 2011 et s'applique également aux contrats d'approvisionnement post patrimoniaux dont la source est la biomasse et la petite hydraulique.

Cette entente doit permettre d'optimiser les livraisons des contrats assujettis (éolien, biomasse et petite hydraulique) en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et l'offre énergétique. Le service de modulation s'accompagne d'un service de puissance complémentaire, ainsi que des services complémentaires additionnels requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. Enfin, cette entente prévoit les modalités de rachat des surplus annuels, le cas échéant.

L'ACEF de l'Outaouais (l'ACEFO) intervient dans le présent dossier en continuité avec son intervention dans le dossier R-3748-2010. Elle présente dans les sections qui suivent ses positions et points de vue concernant la prévision mensuelle des ajouts dans le compte de modulation, le prix fixé pour ce service de modulation et le calcul du solde du compte de modulation ainsi que la disposition du solde résiduel.

2 Prévision mensuelle des ajouts

L'entente stipule au point (i-a) de l'article 3.1.4 que « *Le cinquième (5^è) jour ouvrable avant la fin de chaque mois, le Distributeur présente au Producteur une prévision sommaire des ajouts prévus pour chaque mois non écoulé de l'année. A partir du mois d'octobre les mois couverts par ce programme doivent également inclure les trois*

premiers mois de l'année qui suit. Cette prévision sommaire doit inclure une prévision (i) des volumes d'énergie mensuels selon un scénario moyen, et (ii) de la quantité de puissance installée des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis en service commercial pour chacun des mois » nos soulignés.

Alors que, selon l'article 2 de l'entente, la durée de cette dernière est fixée à trois ans, débutant le 1^{er} janvier 2012 et se terminant le 31 décembre 2014, l'ACEFO se questionne sur la pertinence et la cohérence d'une procédure d'application de l'entente qui donne l'obligation au Distributeur de fournir au Producteur une prévision des ajouts sur une durée décroissante (de 11 mois en janvier jusqu'à 3 mois en décembre). En effet, si les données relatives aux ajouts projetés pour les 3 mois d'hiver et fournies en décembre pour l'année qui suit sont considérées utiles pour le Producteur et essentielle à l'application de l'entente, le fait de fournir en janvier ces mêmes données pour tous les 11 mois restants de l'année ne procure, selon l'ACEFO, au Producteur pratiquement aucune utilité significative. C'est pourquoi l'intervenante recommande de réduire la durée des prévisions mensuelles des ajouts à fournir au Producteur à seulement 4 mois mobiles et de la limiter aux mois de l'année durant laquelle le Distributeur entendrait mettre fin à cette entente.

3 Prix du service de modulation

Le Distributeur indique dans sa preuve écrite que le montant qu'il devrait payer au Producteur pour le service de modulation sera de 7 \$CA/MWh, applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation¹.

Il s'agit d'un prix sur lequel nous ne disposons pas d'assez d'information quant au mode d'établissement, si ce n'est qu'il s'agit un prix résultant d'une négociation entre deux divisions sœurs d'une seule entreprise juridiquement intégrée mais dont l'une des entités faisant partie de la négociation (le Producteur) échappe complètement à la réglementation de la Régie. Il s'agit donc de prime abord d'un prix biaisé puisque l'intérêt

¹ HQD-1, Document 1, page 8;

des deux divisions dans cette entente est de servir l'entreprise corporative qui, elle, trouve son intérêt majeur servi par la division non réglementée plus que par la division réglementée.

De plus, nous ne disposons d'aucune information sur les conditions et les critères de négociation du Distributeur l'amenant sur ses limites de satisfaction en lien avec le prix de 7 \$CA/MWh. Si comparaison est faite par rapport au prix d'approvisionnement sur le marché en l'absence d'une telle entente, alors le Distributeur a l'obligation de démontrer comment ce prix négocié, assimilé à un prix d'équilibre et fixe durant la durée de l'entente, reste toujours inférieur au prix d'approvisionnement sur le marché quelque soit l'évolution des conditions de marché et des besoins du Distributeur. La preuve en chef du Distributeur et ses réponses aux demandes de renseignement de la Régie et des intervenants ne contiennent malheureusement aucun élément justifiant ce prix de 7 \$CA/MWh et son invariabilité sur la durée de l'entente. De même, le choix du Distributeur d'appliquer ce prix aux ajouts nets du compte de modulation plutôt qu'uniquement aux retraits ne trouve aucune justification dans sa preuve écrite. De l'avis de l'ACEFO, le prix d'un quelconque service de modulation doit, dans les faits, refléter les coûts supportés ou les efforts déployés par le fournisseur de ce service dont la mission est de moduler l'offre aux besoins exprimés par le client, en l'occurrence ici le Distributeur. Or dans le dossier à l'étude, le prix fixe de 7 \$CA/MWh ne traduit rien de tout cela faisant comprendre l'une et/ou l'autre des deux hypothèses suivantes :

- 1- que le Producteur applique (et le Distributeur endosse) une moyenne des coûts totaux variables générés par ce service à chaque heure de la durée de l'entente,
ou
- 2- que le Producteur applique (et le Distributeur endosse) des coûts ne variant pas sur une base horosaisonnaire, donc non affectés par les besoins fluctuant du Distributeur en fonction des conditions climatiques et de l'évolution du profil de la charge locale.

Cependant l'ACEFO n'est pas convaincue que ce service de modulation présenterait un coût stable ou fixe heure par heure et sur toute la durée de l'entente. Même si les coûts associés à ce service semblent être en rapport avec les capacités de stockage du

Producteur, qui sont essentiellement des coûts fixes, les coûts d'opportunité liés à l'utilisation de ces capacités pour la modulation des fournitures de l'électricité éolienne et autres aux besoins du Distributeur au détriment d'autres utilisations faites par le Producteur, peuvent à eux seuls remettre en question le prix fixe de 7 \$/CA/MWh adopté par l'entente.

De l'avis de l'ACEFO, le Distributeur a manqué à son devoir de bien négocier ce prix fixe de l'entente avec le Producteur pour un service de modulation dont l'utilité reste à démontrer en dehors des périodes de besoins élevés du Distributeur. En effet, sur une longue période de l'année et autant qu'il n'y a pas de retrait des volumes ajoutés, le Distributeur et donc toute la clientèle derrière paierait pour ce service dont on n'a pas la certitude d'en avoir plus besoin que le marché ou dont le coût nous serait moins cher que celui du marché. HQD n'a pas donc rempli dans le présent dossier son fardeau de preuve et n'a pas démontré que le prix fixe endossé traduirait les vrais coûts du service recherché et refléterait ou s'alignerait sur les prix d'approvisionnement sur le marché. En somme, la preuve ne démontre pas que la facture du Distributeur relative à ce service ne serait pas moindre sur la durée de l'entente si le prix adopté variait, par exemple, en fonction des coûts marginaux de ce service.

4 Calcul du solde du compte de modulation et disposition du solde résiduel

L'entente de modulation à l'examen oblige le Distributeur à solder son compte de modulation au début de chaque année et surtout à éviter de s'y retrouver avec un solde négatif dont la facture serait calculée sur la base d'un prix qui correspond au prix des dépassements de l'entente cadre (article 7.1.3), soit 91,54 \$/MWh en 2012, indexé par la suite de 2,5 % par année. De plus, dans le cas d'un solde positif, l'entente prévoit à l'article 3.1.2, paragraphe ii-a, que le Producteur paiera au Distributeur, pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule suivante :

- Pour le premier TWh : prix DAM du marché de NY zone M (\$ US/MWh), moins 5 \$ US/MWh ;
- Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 \$ US par TWh additionnel.

Selon le Distributeur, cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Il rajoute dans sa réponse à la question 11.2 de la Régie que :

« L'ajustement de 5 \$/MWh reflète l'expérience du Distributeur lorsque celui-ci a procédé à la revente d'importantes quantités d'énergie. Ainsi, tel que présenté dans le cadre du dossier relatif à la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2011 (R-3734-2010), la plus récente expérience du Distributeur en matière de revente de surplus a démontré que l'ajustement de 5 \$ à la baisse prévaudra pour de plus petits volumes de reventes (voir notamment la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1). De fait, lors de l'appel d'offres de court terme du 30 mars 2010 concernant la revente de 150 MW pour la période d'avril à octobre 2010 inclusivement, correspondant à un volume de près de 800 GWh, le prix moyen obtenu pour la revente de ces surplus présentait un écart de près de 5 \$/MWh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York, pour la même période »².

Il s'agit pour l'ACEFO d'une justification qui manque de rigueur et qui nécessite une contre-expertise. En effet, nous identifions ici une fausse démarche méthodologique dans la détermination d'un prix de vente sur un marché.

Alors qu'en théorie pure le prix se fixe sur un marché donné au point d'équilibre entre l'offre globale et la demande globale se croisant sur ce marché, dans le présent exemple du Distributeur le prix de revente des ajouts nets (pris comme le prix d'équilibre sur le marché « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New

² HQD-2, Document 1, page 40

York) est déterminé simplement en abaissant de 5 \$ US le prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York.

Or selon l'ACEFO, l'on ne peut déterminer un niveau de prix sur un marché en se basant seulement sur un niveau supérieur de la demande toute chose étant égale par ailleurs. C'est-à-dire en supposant que l'injection d'un volume d'énergie sur ce marché n'affecte pas la fonction d'offre globale sur ce marché.

Sur le marché de l'électricité, il faut savoir aussi qu'une augmentation de l'offre résultant d'un changement dans la fonction d'offre globale peut avoir un lien direct ou un impact sur la fonction de demande globale qui peut changer dans le sens d'une absorption totale ou partielle de la baisse attendue du prix du marché, voire dans le sens d'une augmentation du prix (voir les figures suivantes). C'est pourquoi l'ACEFO est d'avis que le Distributeur a tort procéder de cette façon dans l'estimation de ce qui serait le prix auquel il revendrait ses ajouts nets sur le marché « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York.

Figure 1

Augmentation de l'offre sans modification des fonctions d'offre et de demande entraînant une baisse du prix

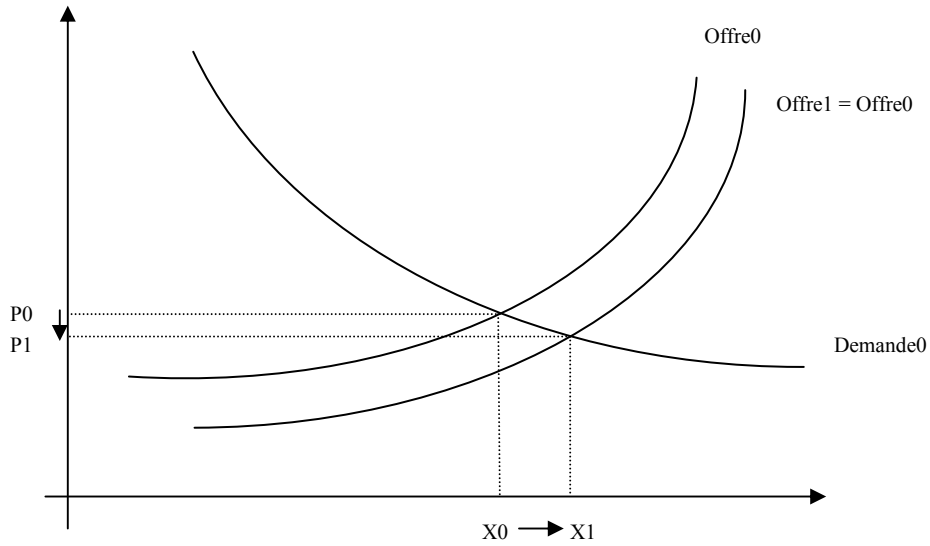
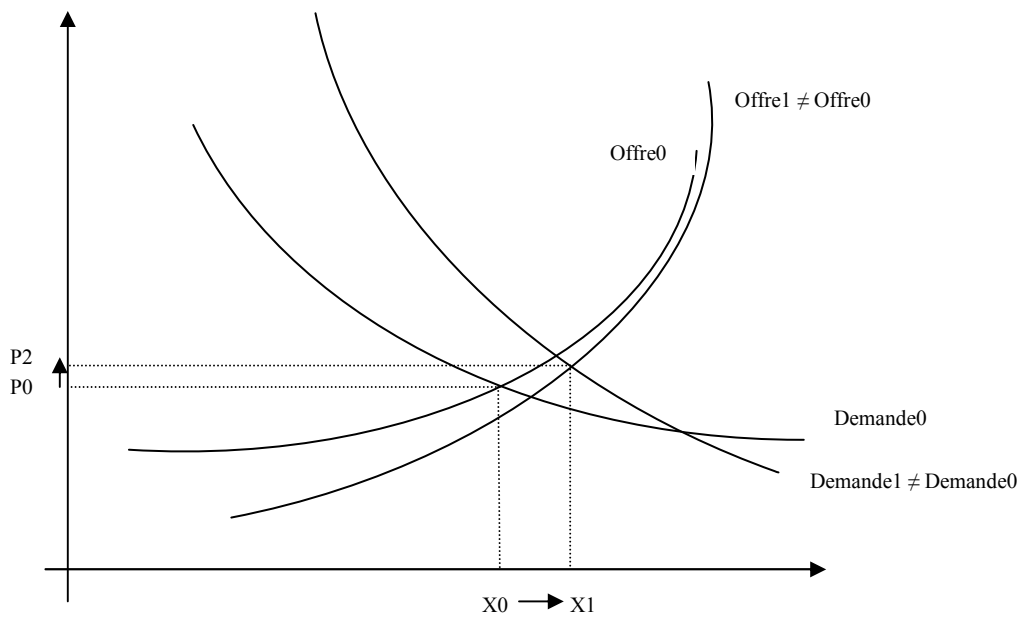


Figure 2

Augmentation de l'offre avec modification des fonctions d'offre et de demande entraînant une hausse du prix



5 Programmation des retraits et implication du Transporteur

L'entente stipule au point (iii-a) de l'article 3.1.3 définissant les besoins réguliers du Distributeur que ce dernier « *prendra toutes les mesures nécessaires afin que le Transporteur transmette au Producteur, lors des mois de décembre, janvier, février et mars les besoins réguliers du Distributeur en même temps qu'il les transmet au Distributeur, soit, en date des présentes, à toutes les 20 minutes approximativement* ».

L'ACEFO est étonnée de l'objet de cet article de l'entente dans lequel l'on comprend que le Producteur voudrait assigner au Distributeur un rôle de contrôle ou de suivi avec une tierce partie (le Transporteur) avec laquelle il est sensé établir lui-même un lien direct lui permettant de réclamer à toutes les 20 minutes, lors des mois de décembre, janvier, février et mars, *les besoins réguliers du Distributeur*. L'ACEFO recommande la suppression de ce point (iii-a) de l'article.