

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL  
No : R-3775-2011

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

- et -

UNION DES MUNICIPALITÉS DU  
QUÉBEC

Intervenante

---

Régie de l'énergie  
DOSSIER: R-3775-  
2011  
DÉPOSÉE EN AUDIENCE  
Date: 2 DÉC. 2011  
Pièces n°: NON

Régie de l'énergie  
DOSSIER: R-3775-  
2011  
PIÈCE NO: C-UMQ - 0020  
Date: 2 DÉC. 2011

COTE

---

## PLAN DE PLAIDOIRIE DE L'UNION DES MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC

---

**Dufresne Hébert Comeau inc.**

(Me Steve Cadrin)

1200, boul. Chomedey, bureau 400

Laval (Québec) H7V 3Z3

Tél : (450) 682-5010

Fax : (450) 682-5014

## A) REMARQUES GÉNÉRALES

### 1. CONTEXTE DE LA PRÉSENTE DEMANDE

#### a) Loi sur la régie de l'énergie

##### Article 74.2

« La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. »

#### b) Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur requiert l'approbation de la Régie de l'énergie

##### Article 1

« 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, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas d'un appel d'offres prévoyant que la totalité ou une partie des besoins des marchés québécois devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, la démonstration que le prix le plus bas ne dépasse pas le prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement, sous réserve que le gouvernement décide d'établir un tel prix maximal; »

#### c) Fardeau du Distributeur

Décision, D-2011-160, p.7

« [21] La Régie recherche, par l'analyse du présent dossier, à **obtenir l'assurance que l'entente proposée s'avère juste, raisonnable, utile et rentable pour les consommateurs, tout en étant équitable envers tous les participants de l'industrie et respectueuse des lois en vigueur.** »

(Notre emphase)

MAXIMISÉE (M<sup>e</sup> Fraser en plaidoirie)

**d) Démarche de l'UMQ**

Décision D-2011-160, p.7

« [25] En ce qui a trait au mandat que souhaite lui confier l'UMQ, la Régie juge pertinents, pour le présent dossier, les éléments soulevés par l'intervenante, à l'exception de « l'examen en détail » de l'algorithme de simulation et des règles de décision utilisées par le Distributeur. En effet, la Régie doute de l'utilité, aux fins du présent dossier, de procéder au « deuxième exercice » de simulation, évoqué en audience le 17 octobre 2011, pour obtenir son opinion d'expert sur **la pertinence, la rentabilité et le caractère raisonnable de l'Entente soumise pour approbation.** »

(Notre emphase)

**OPTIMISÉE**

**2. LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR**

Entente globale de modulation (EGM) à prendre ou à laisser, telle quelle.

« **APPROUVER** l'entente globale de modulation intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production produite comme pièce HQD-1, document 2. »

**3. OBJECTIFS REQUIS/VISÉS PAR L'EGM**

DÉCRETS	EGM
1. Service d'équilibrage	1. Modulation (incluant en plus une vente de surplus au fournisseur si solde positif en fin d'année)
2. Puissance complémentaire	2. Puissance complémentaire 3. Services complémentaires
Aucune demande chiffrée	30% de la puissance installée des éoliennes + 15%
Un ou des fournisseur(s) d'électricité québécois	Un seul fournisseur d'électricité québécois (aucun autre fournisseur consulté)

## **Conclusion:**

- Une seule entente pour tous les services, non requis.
- Une entente avec un seul fournisseur, non requis.
- Certains services obtenus, non requis.
- Une entente indissociable, non requis.

## **4. RÉSULTAT DE LA NÉGOCIATION**

- Caractère indissociable de l'entente est le résultat de la négociation seulement
- Prix pour solde de fin d'année positif = explication spécifique
- Prix pour solde de fin d'année négatif = explication spécifique
- Prix pour les services complémentaires = explication spécifique
- Prix de la puissance complémentaire = explication spécifique
- Prix du service de modulation = explication générale-prix « négocié » (7\$/MWh en plus ou en moins)
- Seuil sur la prévision des besoins réguliers du Distributeur à 32 000 MW
- Durée de l'entente (3 ans)
- Début le 1<sup>er</sup> janvier (fin EIE et calendrier patrimonial) - contrainte auto-imposée
- Prix plancher de 2 \$US par kW-mois pour 4 mois pour la puissance complémentaire (vs 1,25 \$US/kW-hiver)
- Livres ouverts (HQD) vs livres fermés (HQP)

## **5. POSITION DES INTERVENANTS**

- Toutes les preuves font état de réserves sur l'EGM (quatre intervenants ne recommandent pas l'approbation dans sa forme actuelle, soit EBM, FCEI, RNCREQ et UMQ)
- Absence de démonstrations complètes pour certains éléments importants
- Justification économique de l'EGM néglige plusieurs facteurs significatifs (en + ou en -)
- Certaines améliorations suggérées à l'EGM bénéfiques pour les deux parties HQD et HQP (en avoir plus pour le même prix)

- Manque de connaissance/information sur la position du Producteur

## **6. POSITION DU DISTRIBUTEUR**

- Tout ou rien
- Urgence, entrée en vigueur le 1er janvier 2012 (application intérimaire)
- Présence de gains suffisants
- Certains gains/bénéfices non comptabilisés

## **7. UNE SOLUTION - REPORT AU 1er MAI 2012**

- Permettre de ne pas commencer le compte dans le négatif (retraits) en hiver sans connaître les ajouts à venir (été)
- Éviter l'hiver 2012 qui présente le plus de risques que l'EGM s'avère défavorable
- Diverses mesures peuvent être mises en place pour pallier l'absence de l'EGM à l'hiver 2012 (voir Réponse de HQD à la DDR de la Régie, B-0012, HQD-2, doc. 1, Réponse 14.1, p. 45 et 46)

## B) LA PREUVE DE L'UMQ

### 1. AVANT-PROPOS

Preuve d'expertise de Monsieur Raymond non-contredite à plusieurs égards

- Statut d'expert reconnu (non-contesté) - « *Planification et optimisation des approvisionnements en électricité* »
- Pas de demande de renseignements par HQD
- Pas de question en audience par HQD
- Aucune preuve additionnelle de HQD en réponse aux critiques et recommandations du rapport d'expertise de Monsieur Raymond
- Aucune preuve additionnelle de HQD en réponse aux critiques et recommandations du complément du rapport d'expertise de Monsieur Raymond
- Fardeau de la preuve/démonstration appartient à HQD

### 2. RECOMMANDATIONS SUR L'EGM

1. Dans la clause 3.1.2 (i), l'expression « production réelle » doit être remplacée par « livraison réelle au point de livraison ».
  - *Non-contredite (évite ambiguïté)*
2. Nous recommandons que le Distributeur réalise une étude pour déterminer la date de disposition optimale du compte de modulation.
  - *Non-contredite (effet neutre chez le Producteur, mais suggestion demeure de commencer l'entente au 1er mai 2012 pour atténuer les aléas)*
3. L'EGM devrait permettre le report à l'année suivante de tout solde négatif du compte de modulation jusqu'à concurrence d'une petite quantité plafond, pour couvrir des éléments difficilement contrôlables par le Distributeur en fin d'année.
  - *Non-contredite (effet neutre chez le Producteur)*
4. Idéalement, afin de représenter les coûts d'opportunité du Producteur, le solde positif du compte de modulation pourrait lui être vendu par le Distributeur au prix marginal de l'énergie stockée

dans les réservoirs du Producteur. À défaut de disposer d'une telle information, la disposition du solde positif de fin d'année devrait être calculée en tenant compte des meilleurs prix que le Producteur aurait obtenus à la marge sur les divers marchés au cours de l'année pour disposer de la quantité visée par le solde.

- *Non-contredite (impact sur le Producteur)*
5. L'EGM, à défaut d'avoir accès à une étude pour une puissance installée de moins de 3000 MW, devrait considérer une contribution en puissance de 35% de la production éolienne.
- *Non-contredite (impact sur le Producteur; à défaut d'une révision sommaire de l'étude en fonction de la puissance des éoliennes réellement installées, le pourcentage de l'EIE devrait être retenu)*
6. Nous constatons que la clause d'indisponibilité fortuite de plus de 30 jours est difficile d'application et devrait être clarifiée.
- *Sans objet - Explications de HQD sont satisfaisantes*
7. Nous sommes d'avis que le seuil de 32 000 MW qu'on retrouve dans l'EGM devrait être remplacé par une valeur de 35 492 MW en 2012 et de 35 542 MW en 2013 et 2014, afin de tenir compte des engagements en puissance du Producteur.
- *Contestée (absence de preuve - aucune explication/démonstration n'est fournie pour justifier le chiffre de 32 000 MW retenu qui proviendrait exclusivement des contraintes "économiques" du Producteur)*
8. Nous proposons que la formule d'inclusion des retraits tienne compte d'un pourcentage lorsque la prévision des besoins réguliers du Distributeur dépasse le seuil (à déterminer) au-dessus duquel le Producteur subirait normalement des pertes de rendement.
- *Non contredite (effet neutre chez le Producteur, lié à # 7)*
9. L'EGM devrait définir le calcul de la réduction de la quantité maximale de besoins réguliers du Distributeur dans le cas où il y a présence d'une contrainte de transport (article 3.1.3 (iii) (b)).
- *Non-contredite (effet neutre, il s'agit d'une clarification de la méthode de calcul pour éviter une ambiguïté d'application)*
10. Comme le Producteur doit confirmer le programme journalier final, au plus tard à 9h00 le jour précédant le début de la journée de livraison, nous comprenons que, dans le cas d'un événement fortuit arrivant en temps réel après 9h00 sur le réseau de transport, l'EGM

- ne limiterait pas les demandes du Distributeur selon l'article 3.1.3 (iii) (b), du moins pas avant le surlendemain.
- *Non-contredite (compréhension de l'application)*
11. Pour éviter des pertes au Producteur et au Distributeur, l'EGM devrait permettre au Distributeur, lors de la mise à jour du programme d'ajouts à toutes les heures, de modifier aussi le retrait à l'intérieur de certaines balises à définir.
    - *Non-contredite (effet bénéfique pour les deux parties)*
  12. Nous proposons que l'EGM ne considère que les retraits nets horaires et non les ajouts nets horaires dans le calcul de l'énergie modulée, quitte à modifier au besoin le montant unitaire payable pour le service de modulation.
    - *Contestée (absence de preuve - négocié)*
  13. Nous recommandons que le Distributeur explique la provenance et justifie le tarif de modulation de 7 \$/MWh.
    - *Contestée (absence de preuve - négocié)*
  14. Nous sommes d'avis que la puissance complémentaire devrait être retirée de l'EGM. Dans le cas où la Régie la retiendrait malgré tout, nous réitérons nos recommandations sur les coûts évités en puissance émises par l'UMQ dans le dossier R-3776-2011.
    - *Contestée (absence de preuve - négocié)*
  15. Nous proposons la réciprocité dans la clause de résiliation de l'EGM en ajoutant aux raisons pouvant amener une résiliation : « si un impact significatif non anticipé sur les activités du Distributeur survient ».
    - *Non-contestée (impact sur le Producteur, mais il s'agit de réciprocité seulement)*
  16. Nous proposons que l'EGM spécifie que les ajouts visent aussi les approvisionnements post-patrimoniaux assujettis en période de rodage, soit avant leur mise en service commercial.
    - *Non-contestée (absence de preuve)*
2. (Complément au rapport) Nous recommandons que le tarif de modulation de 7 \$/MWh ne s'applique pas dans l'EGM pour l'énergie du solde de modulation qui a été revendue au Producteur en fin d'année. Le Distributeur devrait alors soustraire des coûts de l'EGM les montants de 5,6 M\$, 13,8 M\$ et 19,4 M\$ pour les années 2012 à 2014, respectivement.
    - *Contestée (absence de preuve - négocié)*

### 3. RECOMMANDATIONS SUR LA JUSTIFICATION DE L'EGM

1. La justification économique de l'EGM devrait être réalisée en couplant la simulation des scénarios (mode prévisionnel) avec le modèle de gestion opérationnelle du Distributeur pour déterminer les décisions à prendre à chaque heure.
  - *Non-contestée*
2. La justification économique de l'EGM doit présenter une homogénéité entre les scénarios avec et sans modulation.
  - *Non-contestée*
3. Pour le scénario sans modulation et le scénario de l'EIE, la valeur de puissance complémentaire dans les tableaux devrait être réduite pour tenir compte qu'elle n'est pas requise tous les mois d'hiver.
  - *Non-contestée (preuve fournie pour les hivers depuis 2006 ne montre que la puissance acquise en janvier et en février)*
4. La justification économique doit être faite en faisant varier de façon optimale les quantités d'énergie rappelées et différées tout en respectant leurs contraintes intrinsèques.
  - *Non-contestée (HQD n'en tient pas compte dans les scénarios avec et sans EGM)*
5. La justification économique devrait tenir compte de l'incertitude de la prévision à court terme des productions éoliennes.
  - *Non-contestée (HQD suggère que ceci serait absorbé par le Producteur, donc effet bénéfique non comptabilisé de l'EGM, mais aucune démonstration à cet effet – 7§ HQP)*
6. La justification économique de l'EGM doit prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande.
  - *Non-contestée (HQD ne considère pas complètement cet aléa)*
1. (Complément au rapport) Nous soumettons que les incertitudes menant à un solde négatif du compte de modulation devraient être prises en compte dans les simulations de la justification de l'EGM ou, à défaut de le faire, qu'une provision devrait être ajoutée aux coûts de l'EGM dans les cas où le solde est considéré nul (soit 32 cas sur 108).
  - *Non-contestée (HQD n'a aucunement traité de cet aspect qui fait suite à la réception du complément de réponse à la DDR de l'UMQ, B-0030, HQD-2, doc. 9, re: Tableaux annexes)*

## C) CONCLUSION GÉNÉRALE

### Recommandation finale de l'expert, Monsieur Raymond:

**« Le nombre et l'importance de nos constats nous empêchent de recommander à la Régie l'approbation de l'Entente globale de modulation dans sa version actuelle. De plus, nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur une approche de justification économique plus complète en intégrant tous les éléments permettant la comparaison de scénarios de la façon la plus réaliste possible. »**

Aucun réconfort dans la preuve ou les réponses des témoins de HQD qui refusent certaines démonstrations pour justifier certains aspects importants de l'EGM et qui connaissent mal ou pas les réalités et contraintes du Producteur (N.S., Question [148], p. 153 et 154, Monsieur Zayat).

Aucun réconfort dans une preuve où plutôt que de donner les explications ou d'effectuer la démonstration, on prétend que l'EGM est un tout indissociable ou que c'est un paramètre « négocié » en guise de réponse.

Difficile d'accepter que l'EGM est « rentable » ou plutôt « optimale » pour les consommateurs face à une justification économique incomplète et à la présence de certains risques non couverts.

(2012 : perte de 13,9M\$ scénario #19, 2013 : gain de 1,1M\$ scénario #19 et 2014 : gain de 4,5M\$ scénario #4 = perte globale de 8,3M\$ si le pire scénario sur trois ans se réalise)

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 2 décembre 2011

---

Dufresne Hébert Comeau Inc.