
R-3775-2011

DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE
GLOBALE DE MODULATION

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond

17 novembre 2011

Table des matières

Sommaire et recommandations.....	3
1. Mandat	7
2. Mise en situation.....	8
3. L'Entente globale de modulation	9
3.1. Ajouts et retraits.....	12
3.2. Date de disposition du compte de modulation.....	14
3.3. Solde négatif du compte de modulation.....	15
3.4. Prix du solde positif du compte de modulation	16
3.5. Contribution en puissance de la production éolienne.....	18
3.6. Indisponibilité prolongée de parcs éoliens.....	19
3.7. Seuil de 32 000 MW sur les besoins réguliers du Distributeur.....	20
3.8. Contraintes de transport affectant le seuil de 32 000 MW	22
3.9. Changements horaires aux retraits	23
3.10. Méthode de calcul de l'énergie modulée.....	24
3.11. Prix du service de modulation.....	25
3.12. Puissance complémentaire.....	26
3.13. Résiliation	27
3.14. Rodage.....	27
4. La justification de l'EGM	28
4.1. Analyse des résultats de la justification économique.....	28
4.2. Méthode opérationnelle utilisée en cours d'année	31
4.3. Hypothèses du scénario sans modulation	33
4.4. Stratégie de gestion dynamique de l'énergie différée.....	34
4.5. Impact des aléas sur la prévision éolienne à court terme.....	35
4.6. Aléa sur la prévision de la demande.....	36
5. Conclusion	37

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble de la demande d'approbation d'une Entente globale de modulation (l' « EGM ») soumise par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») et nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie ») pour qu'elle les transmette au Distributeur. Les recommandations découlent des constats que nous avons effectués dans les deux aspects de notre mandat, soit, d'une part, sur l'EGM telle que conclue entre les parties et, d'autre part, sur la justification de l'EGM déposée par le Distributeur.

A. Recommandations sur l'Entente globale de modulation

1. Dans la clause 3.1.2 (i), l'expression « production réelle » doit être remplacée par « livraison réelle au point de livraison ».
2. Nous recommandons que le Distributeur réalise une étude pour déterminer la date de disposition optimale du compte de modulation.
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.
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.

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.
6. Nous constatons que la clause d'indisponibilité fortuite de plus de 30 jours est difficile d'application et devrait être clarifiée.
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.
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.
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)).
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.
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.
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.

13. Nous recommandons que le Distributeur explique la provenance et justifie le tarif de modulation de 7 \$/MWh.
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.
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 ».
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.

B. Recommandations sur la justification de l'EGM

17. 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.
18. La justification économique de l'EGM doit présenter une homogénéité entre les scénarios avec et sans modulation.
19. Pour le scénario sans modulation et le scénario de l'EIÉ, 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.
20. 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.

21. La justification économique devrait tenir compte de l'incertitude de la prévision à court terme des productions éoliennes.
22. La justification économique de l'EGM doit prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande.

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.

1. Mandat

L'Union des Municipalités du Québec (« l'UMQ ») nous a donné le mandat de produire un rapport dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble de la demande d'approbation d'une Entente globale de modulation (l'« EGM ») déposée d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-3775-2011. De façon générale, l'UMQ nous demande de vérifier si l'EGM constitue une solution optimale pour l'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face.

De façon particulière, le mandat de l'UMQ porte sur deux volets :

- Le texte comme tel de l'EGM conclue entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») ;
- La justification de l'EGM déposée par le Distributeur.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'UMQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

2. Mise en situation

Dans le cadre de son Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010), le Distributeur présentait les grandes lignes d'une entente globale de modulation alors en développement. Depuis, l'EGM a été signée le 14 juillet 2011 en vue d'une entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2012.

Avec cette EGM, le Distributeur vise à remplacer l'Entente d'intégration éolienne qui prendra fin le 31 décembre 2011. L'EGM a cependant une portée plus large en s'appliquant aussi aux contrats d'approvisionnements post-patrimoniaux dont la source est la biomasse et la petite hydraulique.

L'EGM faisant l'objet de la demande du Distributeur comporte un service de modulation qui s'accompagne d'un service de puissance complémentaire ainsi que les services complémentaires additionnels qui sont requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. L'EGM prévoit également des modalités de rachat des surplus du Distributeur, le cas échéant.

3. L'Entente globale de modulation

Cette section porte sur le premier volet du mandat qui nous a été confié par l'UMQ soit l'examen du texte comme tel de l'EGM conclue le 14 juillet 2011 entre le Distributeur et le Producteur.¹

Notre examen a mis en relief plusieurs constats, présentés ici de façon sommaire, selon l'ordre d'apparition dans le texte de l'EGM :

1. Le compte de modulation sera modifié, sur une base horaire, en y ajoutant les quantités d'énergie correspondant à la production réelle des approvisionnements post-patrimoniaux assujettis (les « ajouts ») et en y retirant des quantités d'énergie programmées à l'avance (les « retraits »).² Cet asynchronisme entre les ajouts et la détermination des retraits peut occasionner des effets défavorables au Distributeur. Aussi, nous constatons que les ajouts sont calculés à partir de la production alors qu'ils devraient être calculés à partir des livraisons au point de livraison.
2. L'EGM prévoit la disposition du compte de modulation à la fin de la dernière heure du 31 décembre de chaque année.³ **Nous proposons un changement vers une date optimale pour le bénéfice des parties.**
3. Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est négatif, le Distributeur doit compenser le Producteur pour cet écart au prix de 91,54 \$CAN/MWh pour l'année 2012 tel qu'établi dans l'entente cadre, lequel prix sera indexé de 2,5 % le 1^{er} janvier de chaque année subséquente.⁴ **Nous proposons de permettre le report à l'année suivante de tout solde négatif jusqu'à concurrence d'une petite quantité plafond, pour couvrir des éléments difficilement contrôlables par le Distributeur en fin d'année.**

¹ B-0006, HQD-1, document 2.

² B-0006, HQD-1, document 2, page 4, article 3.1.2 (i).

³ B-0006, HQD-1, document 2, page 4, article 3.1.2 (ii).

⁴ B-0006, HQD-1, document 2, page 4, article 3.1.2 (ii).

4. Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon une formule de prix⁵ qui pourrait être au désavantage du Distributeur selon l'évolution des divers marchés auprès desquels le Distributeur et le Producteur auraient pu s'approvisionner.
5. La valeur horaire garantie (« VHG ») est basée sur une hypothèse selon laquelle la production éolienne apportera une contribution en puissance constante de 30% sur la période de l'EGM.⁶ Cette valeur, basée sur une étude pour une puissance installée de 3 000 MW, pourrait être différente pour une puissance installée moindre, ce qui pourrait être au désavantage du Distributeur.
6. Dans le cas où un ou plusieurs parcs éoliens devenaient indisponibles pour des raisons fortuites pendant plus de 30 jours, la VHG sera calculée en retirant temporairement la puissance installée de ces parcs éoliens.⁷
Nous avons des interrogations sur l'applicabilité pratique de cette clause.
7. Le Distributeur peut demander des retraits excédant la VHG et le Producteur doit les accorder sauf si la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, auquel cas le Producteur peut refuser en totalité ou en partie les retraits demandés excédant la VHG.⁸ **Nous avons des interrogations sur la provenance de la valeur de 32 000 MW, sur le fait qu'elle ne soit pas indexée et sur la limite maximale des retraits qui peuvent être demandés.**

⁵ B-0006, HQD-1, document 2, pages 4 et 5, article 3.1.2 (ii).

⁶ B-0006, HQD-1, document 2, pages 5 et 6, article 3.1.3 (i).

⁷ B-0006, HQD-1, document 2, page 6, article 3.1.3 (i).

⁸ B-0006, HQD-1, document 2, page 7, article 3.1.3 (iii) (b).

8. En présence d'une contrainte de transport, le seuil de 32 000 MW décrit plus haut pourrait être abaissé.⁹ **Nous constatons que l'EGM n'est pas très explicite sur la façon dont un tel abaissement pourrait être fait.**
9. Tous les jours, à chaque heure, le Distributeur doit soumettre au Producteur une prévision des ajouts reliés aux contrats éoliens pour chacune des heures contenues à l'intérieur d'un horizon minimal des 38 prochaines heures.¹⁰ Aussi, tous les jours pour 10h00 le matin, le Distributeur doit intégrer à son programme prévu les ajouts reliés aux contrats biomasse et aux contrats hydro de la petite hydraulique.¹¹ **Nous proposons de permettre une modification aux retraits, au même moment où les ajouts sont mis à jour, qui pourrait être bénéfique autant au Distributeur qu'au Producteur.**
10. L'énergie modulée est obtenue pour chaque heure en faisant la différence, en valeur absolue, entre les ajouts et les retraits.¹² **Nous mettons en doute l'obligation du Distributeur de devoir compenser le Producteur pour une heure où les ajouts nets sont positifs.**
11. Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation est de 7 \$CAN pour chaque MWh d'énergie modulée.¹³ **Nous nous interrogeons sur la provenance et la pertinence de ce prix.**
12. L'EGM comprend un service de puissance complémentaire.¹⁴ Nous démontrons que ce service ne s'applique, en pratique, que pour les quelques heures de pointe où les besoins réguliers du Distributeur sont de 32 000 MW ou plus et qu'il ne devrait pas faire partie de l'EGM.

⁹ B-0006, HQD-1, document 2, page 7, article 3.1.3 (iii) (b).

¹⁰ B-0006, HQD-1, document 2, page 8, article 3.1.4 (ii) (a).

¹¹ B-0006, HQD-1, document 2, page 9, article 3.1.4 (i) (b).

¹² B-0006, HQD-1, document 2, page 9, article 3.1.5 (i).

¹³ B-0006, HQD-1, document 2, page 9, article 3.1.5 (ii).

¹⁴ B-0006, HQD-1, document 2, page 9, article 3.2.1.

13. Chaque partie peut résilier l'EGM à la fin de chaque année si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient.¹⁵ **Nous proposons la réciprocité pour l'application de cette clause.**
14. L'EGM ne spécifie pas le traitement qui s'appliquera pendant la période de rodage qui précède la mise en service commercial d'un approvisionnement assujéti. **Nous proposons une modification à cet effet.**

Dans les sections qui suivent, nous abordons en détail chacun de ces éléments.

3.1. Ajouts et retraits

L'EGM comporte un service de modulation qui implique la création d'un compte de modulation qui comptabilise l'énergie que le Producteur doit retourner au Distributeur. Un compte de modulation négatif indique que le Distributeur est en dette d'énergie envers le Producteur. Le compte de modulation sera modifié, sur une base horaire, tout simplement en y ajoutant les ajouts et en y soustrayant les retraits.

Pour chaque heure, les ajouts sont les quantités d'énergie correspondant à la production réelle des approvisionnements post-patrimoniaux assujéti alors que les retraits sont les quantités d'énergie programmées à l'avance, soit avant 16h00 l'avant-veille. Le Distributeur, en réponse à l'une de nos demandes de renseignements¹⁶, fait référence à un « *programme de livraison confirmé à 9h00, le jour précédant le début de la journée de livraison* », mais nous précisons que le Distributeur n'a aucun contrôle sur une telle confirmation la veille alors qu'elle appartient au Producteur.¹⁷

¹⁵ B-0006, HQD-1, document 2, page 14, article 5.2.

¹⁶ B-0020, HQD-2, document 9, page 8, réponse 2.2.

¹⁷ B-0006, HQD-1, document 2, page 7, article 3.1.3 (iii) (b).

L'asynchronisme entre les ajouts et la détermination des retraits peut occasionner des effets défavorables au Distributeur. En effet, en supposant qu'il le fasse à 16h00 à chaque jour, le Distributeur programmera les retraits entre 32 et 56 heures avant le début de leur heure d'application. Il le fera en se basant sur les prévisions de paramètres dont celles des ajouts provenant de la production des ressources éoliennes, de la biomasse et de la petite hydraulique sous contrat avec le Distributeur. Avec la difficulté de prévoir avec précision la production éolienne, au moment où l'ajout réel sera finalement ajouté au compte de modulation, il sera généralement différent de l'ajout prévu l'avant-veille, rendant ainsi le retrait alors planifié possiblement moins pertinent en termes d'optimisation des ressources du Distributeur.

Cette situation serait défavorable au Distributeur puisqu'il doit payer pour tout écart, en valeur absolue, entre l'ajout réel et le retrait programmé l'avant-veille. Rappelons que dans l'entente d'intégration éolienne (« EIÉ »), en vigueur jusqu'au 31 décembre 2011, le Distributeur avait la possibilité de modifier les programmes jusqu'à 4 heures avant l'heure¹⁸, versus entre 32 et 56 heures dans l'EGM actuelle.

Plus bas, dans la section 3.9, nous proposerons une modification visant à atténuer cet effet défavorable au Distributeur.

D'autre part, nous constatons que les ajouts sont calculés à partir de la production des approvisionnements post-patrimoniaux assujettis alors que le Distributeur prend livraison, au point de livraison, d'une quantité possiblement moindre. D'ailleurs, l'EIÉ comptabilisait non pas les productions mais les livraisons au point de livraison.¹⁹ Le Distributeur indique que :

¹⁸ R-3573-2005, HQD-1, document 1, page 3.

¹⁹ R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 7.

« La production des contrats assujettis dans l'Entente est mesurée sur la base de l'énergie livrée au point de livraison. »²⁰ (Nous soulignons)

D'abord, nous soumettons que ce sont deux notions différentes et, ensuite, que cette distinction n'apparaît pas dans le texte de l'EGM.

Nous sommes d'avis que, dans la clause 3.1.2 (i) de l'EGM, l'expression « *production réelle* » doit être remplacée par « *livraison réelle au point de livraison* ».

3.2. Date de disposition du compte de modulation

L'EGM prévoit la disposition du compte de modulation à la fin de la dernière heure du 31 décembre de chaque année. Le Distributeur justifie ainsi ce choix :

« Puisque l'électricité patrimoniale est répartie sur une année civile, donc du 1er janvier au 31 décembre, il est opportun d'établir le compte de modulation sur la même fenêtre de temps. »²¹

Malgré le fait que l'entente d'électricité patrimoniale couvre une année civile, nous nous demandons si l'EGM pourrait s'appliquer de façon avantageuse sur une période différente. Nous préfererions voir une date de disposition optimale au lieu d'une date opportune. D'après nous, le Distributeur ne fournit pas une démonstration satisfaisante sur la date de disposition qu'il préconise.

Par exemple, on peut penser qu'une période correspondant mieux aux cycles annuels de l'offre et de la demande (par exemple d'avril à mars ou de mai à avril) serait bénéfique autant pour le Distributeur que le Producteur. De cette façon, le solde de modulation commencerait par une accumulation d'énergie qui permettrait au Distributeur de mieux connaître ses possibilités d'approvisionnement pour l'hiver, ce qui optimiserait mieux ses achats pendant l'hiver. Pour le Producteur, un compte de modulation positif lui permettrait une

²⁰ B-0020, HQD-2, document 9, page 8, réponse 2.4.

²¹ B-0018, HQD-2, document 7, page 11, réponse 1-8 a).

gestion positive de sa hauteur de chute pendant l'année et, ainsi, les prix de modulation pourraient être réduits.

Pour déterminer une date optimale, une étude avec un modèle approprié doit être réalisée par le Distributeur.

Nous recommandons que le Distributeur réalise une étude pour déterminer la date de disposition optimale du compte de modulation.

3.3. Solde négatif du compte de modulation

Dans les cas où le solde du compte de modulation est négatif en fin d'année, le Distributeur doit compenser le Producteur pour cet écart au prix de 91,54 \$CAN/MWh pour l'année 2012 tel qu'établi dans l'entente cadre, lequel prix sera indexé de 2,5 % le 1^{er} janvier de chaque année subséquente.

Le Distributeur spécifie les situations menant à un solde négatif en fin d'année :

« Tout au long de l'année, le Distributeur veillera à éviter un solde négatif en fin d'année en programmant des approvisionnements additionnels au besoin.

Toutefois, des événements pourraient survenir à la toute fin d'une année où il serait impossible pour le Distributeur d'éviter un solde négatif, lors des derniers jours de décembre, par exemple si une période de temps froid survenait et que le Distributeur ne pouvait trouver d'approvisionnements suffisants sur les marchés de court terme.

Un tel cas surviendrait exceptionnellement dans les circonstances où les valeurs horaires patrimoniales suffisantes (bâtonnets de longueur suffisante) ne seraient plus disponibles et que le solde du compte de modulation serait également épuisé.

Le cas échéant, le Distributeur pourrait se retrouver dans une situation où il aurait le choix entre dépasser le profil de livraison

*patrimonial ou effectuer des retraits menant à un solde négatif. Les deux choix comporteraient le même coût pour le Distributeur. Toutefois, les quantités concernées ne peuvent être élevées. »²²
(Nous soulignons)*

Nous considérons qu'une disposition du solde à un prix aussi élevé que 91,54 \$/MWh n'est pas approprié pour une petite quantité d'énergie involontaire. De plus, une petite quantité ne justifie pas une discontinuité dans le traitement entre le 31 décembre et le 1er janvier alors qu'une telle discontinuité n'existe pour aucune autre journée de l'année. Et considérant que les données réelles ne seraient pas nécessairement connues avec précision à l'approche de la fin de l'année alors que le Distributeur essaierait de finir l'année directement sur la cible, nous soumettons que l'EGM devrait permettre une quantité limitée du compte qui pourrait être transférée à l'année suivante pour tenir compte d'écarts involontaires et incontrôlables. Par exemple, la valeur permise pourrait être basée sur les incertitudes types de la dernière semaine de l'année.

Nous proposons que l'EGM permette 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.

3.4. Prix du solde positif du compte de modulation

Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur doit acheter du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon une formule de prix prévue dans l'EGM :

« Si, à la fin d'une année, le solde du compte de modulation est positif, c'est-à-dire que le Distributeur a utilisé moins d'énergie qu'il en a versée dans le compte, le Producteur paiera au Distributeur,

²² B-0020, HQD-2, document 9, page 12, réponse 4.3.

pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule qui suit :

- *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.*

Cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Toutefois, le prix d'achat du solde de modulation est soumis à un prix plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale. »²³

Le Distributeur décrit ainsi l'intention des parties dans la détermination d'une formule de prix :

« Le Distributeur souligne que les modalités de revente du solde reflètent l'alternative du Distributeur pour disposer de ses surplus, soit la revente sur les marchés, mais à des conditions plus avantageuses puisqu'il évite ainsi les frais de transaction.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les modalités ont été établies sur une base commerciale et selon les conditions de marché actuelles, non pas selon le contexte prévalant lors de l'appel d'offres de 2002.

De plus, le prix de revente du solde de modulation doit nécessairement refléter les coûts d'opportunité, tant du Distributeur que du Producteur. »²⁴ (Nous soulignons)

Sans entreprendre une analyse détaillée, nous considérons que le Distributeur n'a pas démontré que la formule de prix de l'EGM rencontrait l'intention des

²³ B-0005, HQD-1, document 1, page 10, lignes 3 à 13.

²⁴ B-0019, HQD-2, document 8, pages 25 et 26, réponse 19.2.

parties et qu'elle déterminait le meilleur prix pour le Distributeur. C'est pourquoi nous considérons qu'avec les quantités importantes qui pourraient être impliquées, il est important d'utiliser une formule adéquate.

D'abord, seul le marché de New York est pris en compte comme référence alors que les parties ont accès à d'autres marchés. La pertinence des réductions de 5 \$US/MWh pour le premier TWh et de 1 \$US/MWh pour les TWh additionnels n'a pas été démontrée et de telles marges pourraient varier significativement pendant la période de l'EGM.

Nous préférons voir une valeur qui, à la fin de chaque année, corresponde plus à la situation réelle qui aurait prévalu si les parties avaient écoulé les valeurs sur les marchés disponibles selon les conditions de l'année écoulée et les divers moments en pointe et hors-pointe où les ventes auraient été faites.

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.

3.5. Contribution en puissance de la production éolienne

La valeur horaire garantie (« VHG ») est la puissance minimale que le Producteur devra fournir en tout temps à la demande du Distributeur Elle est basée sur une hypothèse selon laquelle la production éolienne en service commercial apportera une contribution en puissance constante de 30% sur la période de l'EGM.

Tel que mentionné par l'expert de l'UMQ dans le cadre du dossier R-3748-2010²⁵, les études portant sur la contribution de la production éolienne en puissance considéraient une production éolienne de 3 000 MW.

D'ailleurs, pour des quantités moindres, le Distributeur indique :

« En plus, le taux de pénétration des équipements éoliens par rapport à l'ensemble des moyens de production est déterminant dans la valeur de la contribution en puissance de cette technologie. En effet, plus le taux de pénétration sera élevé, plus faible sera la contribution en puissance de l'éolien (en pourcentage par rapport à la puissance installée). »²⁶

Donc, la contribution en puissance de 30% telle que fixée pour les 3 prochaines années dans l'EGM pourrait être sous-évaluée, ce qui serait désavantageux pour le Distributeur. D'ailleurs, l'entente d'intégration éolienne considérait une puissance de 35% de la puissance installée éolienne alors que pour l'EGM, celle-ci n'est que de 30%.

Nous sommes d'avis que l'EGM, à défaut d'avoir accès une étude pour une puissance installée de moins de 3 000 MW, devrait considérer une contribution en puissance de 35% de la production éolienne.

3.6. Indisponibilité prolongée de parcs éoliens

Dans le cas où un ou plusieurs parcs éoliens devenaient indisponibles pour des raisons fortuites pendant plus de 30 jours, l'EGM prévoit que la VHG sera calculée en retirant temporairement la puissance installée de ces parcs éoliens pour la période.

Toutefois, le texte de l'EGM ne dit pas si la durée de l'indisponibilité serait constatée avant ou après la période de 30 jours. Souvent, on ne connaît pas

²⁵ R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 54 à 56.

²⁶ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf, p. 2

d'avance la durée d'une indisponibilité forcée. Si on attend après avoir constaté que la période de 30 jours est écoulée, il sera trop tard pour limiter la puissance de la VHG pour les premiers 30 jours. L'applicabilité pratique de cette clause serait donc difficile.

Nous constatons que la clause d'indisponibilité fortuite de plus de 30 jours de l'EGM est difficile d'application et devrait être clarifiée.

3.7. Seuil de 32 000 MW sur les besoins réguliers du Distributeur

L'EGM prévoit que le Distributeur peut demander des retraits excédant la VHG et le Producteur doit les accorder sauf si la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, auquel cas le Producteur peut refuser en totalité ou en partie les retraits demandés excédant la VHG.

Questionné sur la provenance de la valeur de 32 000 MW, le Distributeur indique :

« La quantité de 32 000 MW est issue d'une négociation entre les parties et reflète les contraintes physiques et commerciales des deux parties. L'objectif du Distributeur, dans cette négociation, consistait à pouvoir retirer des quantités plus élevées que celles définies par la valeur horaire garantie, sauf à la pointe du réseau où les ressources sont sollicitées à leur maximum. Le Distributeur accroît ainsi la flexibilité à sa disposition pour retirer les quantités d'énergie requises pour ses besoins d'hiver. À cet égard, puisque le seuil de 32 000 MW ne serait excédé qu'environ 270 heures par année en moyenne (voir les réponses aux questions 10.2 et 10.3), ce seuil est raisonnable considérant les objectifs visés. »²⁷ (Nous soulignons)

Cette réponse ne nous éclaire pas sur la provenance de la valeur du 32 000 MW mais nous en dit un peu plus long sur l'objectif. Si la valeur doit refléter les

²⁷ B-0012, HQD-2, document 1, page 36, réponse 10.1.

contraintes physiques des parties, nous soumettons qu'elle devrait être supérieure à 32 000 MW.

En effet, si on omet la puissance complémentaire de l'EGM, le Producteur devrait être en mesure de fournir au moins la puissance contractuelle de 34 342 MW de l'électricité patrimoniale (sans la réserve) plus la puissance garantie des contrats de base et cyclable (1 150 MW en 2012 et 1 200 MW en 2013 et 2014).²⁸

Ces valeurs nous donnent des seuils de 35 492 MW pour 2012 et de 35 542 MW pour 2013 et 2014. Lorsque les besoins réguliers du Distributeur dépasseraient ces seuils, seule la VHG serait garantie. Nous sommes conscients toutefois que le Producteur, même s'il doit rendre disponibles ces quantités, subit des pertes de rendement au-dessus d'une certaine puissance où tous ses groupes turbines-alternateurs atteignent leur régime de rendement optimal. Sans connaître ce chiffre, on pourrait soupçonner qu'il se situe autour de 32 000 MW, d'où le choix de ce seuil dans l'EGM. Lorsque le Distributeur demanderait une puissance alors que la prévision des besoins réguliers du Distributeur dépasserait ce seuil de rendement optimal, la formule d'inclusion de retraits dans le compte de modulation devrait prévoir un pourcentage permettant de prendre en compte les pertes de rendement subies par le Producteur.

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.

Nous proposons aussi 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.

²⁸ B-0012, HQD-2, document 1, page 11, réponse 3.1, tableau R-3.1-B.

Ces propositions permettraient au Distributeur de réduire ses coûts lors des heures de forte demande tout en n'affectant pas le Producteur.

De plus, selon l'EGM, lorsque la prévision des besoins réguliers du Distributeur est inférieure au seuil de 32 000 MW, même de seulement quelques MW, il n'y aucune limite sur la puissance que le Producteur a l'obligation de fournir. Le Distributeur a confirmé cette compréhension.²⁹

Il nous semble que cette absence de limite n'est pas logique et que l'obligation du Producteur devrait être bornée par ses engagements en puissance.

Nous proposons que l'obligation du Producteur dans l'EGM, en tout temps, soit limitée par la somme de la VHG et du seuil de 35 492 MW en 2012 et de 35 542 MW en 2013 et 2014.

3.8. Contraintes de transport affectant le seuil de 32 000 MW

En présence d'une contrainte de transport, le seuil de 32 000 MW décrit plus haut pourrait être abaissé. Nous constatons toutefois que l'EGM n'est pas très explicite sur la façon dont un tel abaissement sera calculé. Et les explications additionnelles du Distributeur ne nous éclairent pas beaucoup non plus :

« Un acheminement non-optimal de la production découle nécessairement de restrictions de transport, impliquant que la puissance rendue disponible par le Producteur ne puisse être acheminée vers les points de consommation. Il incombe au Transporteur de mettre tout en œuvre afin d'éviter ce type de situation et de rapporter tout événement de cette nature. »³⁰

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)).

²⁹ B-0020, HQD-2, document 9, page 10, réponse 3.5.

³⁰ B-0013, HQD-2, document 2, page 28, réponse D.19.a.

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.

3.9. Changements horaires aux retraits

Comme nous l'avons vu plus haut, tous les jours, avant 16h00, le Distributeur doit soumettre au Producteur un programme journalier spécifiant les retraits qu'il souhaite effectuer au compte de modulation pour chacune des heures du surlendemain. Nous constatons qu'un si long préavis est au désavantage du Distributeur.

De plus, l'EGM stipule que tous les jours, à chaque heure, le Distributeur doit soumettre au Producteur une prévision des ajouts reliés aux contrats éoliens pour chacune des heures contenues à l'intérieur d'un horizon minimal des 38 prochaines heures. Aussi, tous les jours pour 10h00 le matin, le Distributeur doit intégrer à son programme prévu les ajouts reliés aux contrats biomasse et aux contrats hydro de la petite hydraulique.

Rappelons que le retrait a été déterminé l'avant-veille et que maintenant, l'ajout est mis à jour pour la prochaine heure. Dans les cas où le retrait qui avait été déterminé était fonction de l'ajout, par exemple, si le Distributeur voulait un retrait égal à l'ajout pour limiter les coûts de modulation, il serait souhaitable pour les deux parties de permettre au Distributeur de changer aussi le retrait à une heure d'avis. En effet, toujours avec le même exemple, si on change l'ajout mais pas le retrait, d'abord, le Distributeur devra payer plus cher et, aussi, le Producteur subit des pertes pour un aléa de prévision puisqu'il prévoyait une égalité entre l'ajout et le retrait. Cette perte inutile pour les deux parties peut être évitée.

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.

3.10. Méthode de calcul de l'énergie modulée

L'énergie modulée est obtenue pour chaque heure en faisant la différence, en valeur absolue, entre les ajouts et les retraits. De cette façon, le Distributeur devrait compenser le Producteur pour une heure où les ajouts nets sont positifs, ce que nous mettons en doute.

Une méthode que nous préconisons pour tester une entente est d'analyser des cas limites. Par exemple, même si la probabilité de certains cas extrêmes est très faible ou nulle, leur analyse nous permet parfois de mieux faire ressortir un effet pervers qui serait présent mais moins évident à déceler avec des cas moins extrêmes.

Dans ce cas-ci, nous proposons un cas où pendant une année, le Distributeur ne demanderait aucun retrait. Ainsi toute l'énergie des approvisionnements post-patrimoniaux devrait être vendue au Producteur à la fin de l'année au tarif prévu pour le solde de modulation positif. De plus, sur cette même quantité d'énergie, le Distributeur devrait payer un supplément de 7 \$/MWh, selon aucune logique valable à nos yeux. Un tel supplément équivaldrait, pour l'année 2014 où les ajouts totaux sont prévus à 8 665 GWh³¹, à une dépense difficilement explicable de l'ordre de 61 M\$. Cette valeur est peu probable mais on peut prévoir qu'un effet du même type pourrait être subi régulièrement par le Distributeur à plus basse échelle. Il mentionne d'ailleurs un tel cas en exemple :

« Le scénario avec l'Entente permet au Distributeur d'utiliser davantage d'électricité patrimoniale puisqu'il sera en mesure d'écouler la totalité de ses surplus. En effet, en programmant des

³¹ B-0012, HQD-2, document 1, page 8, réponse 2.4, tableau R-2.4.

retraits nuls, il s'assure de la revente en totalité de tous ses approvisionnements assujettis. »³² (Nous soulignons)

Dans des cas de ce type, la prétention suivante du Distributeur est plus difficile à accepter :

*« Par ailleurs, le Distributeur n'a pas intérêt à revendre lui-même l'énergie accumulée dans le compte de modulation, puisqu'il en retire des revenus supérieurs en revendant le solde au Producteur. »*³³

Dans d'autres cas plus fréquents, il arrivera qu'on paie 2 fois le tarif de 7 \$ pour un ajout au compte puis pour un retrait de la même énergie. Par exemple si on a un ajout net de 100 MWh pour une heure suivi d'un retrait net de 100 MWh à l'heure suivante, alors ce 100 MWh sera imputé deux fois au tarif unitaire de 7 \$.

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.

3.11. Prix du service de modulation

Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation est de 7 \$CAN pour chaque MWh d'énergie modulée. Nous nous interrogeons sur la provenance et la pertinence de ce prix.

Le Distributeur indique :

« Le montant de 7 \$/MWh est un prix négocié à la satisfaction des deux parties. De plus, le service de modulation permet au Distributeur d'éviter les frais associés aux transactions d'achats et de reventes sur les marchés de court terme. Ainsi, ce montant de

³² B-0014, HQD-2, document 3, page 32, réponse 18.2.

³³ B-0012, HQD-2, document 1, page 44, réponse 13.1.

7 \$/MWh tient compte de tous les paramètres de l'Entente, notamment les coûts qu'elle permet d'éviter. »³⁴

Cette description ne nous permet pas de juger de la pertinence du tarif. Elle n'indique pas non plus quels sont les coûts qu'elle permet d'éviter aux parties. Par exemple, est-ce que le tarif tient compte des pertes subies par le Producteur par l'augmentation du nombre d'arrêts et de démarrages de groupes turbines-alternateurs ? Ou encore le tarif tient-il compte du gain de hauteur de chute procuré au Producteur par un compte de modulation positif, grâce au Distributeur ? Le Distributeur connaît-il les coûts évités du Producteur alors que l'inverse est vrai ? Ce sont autant de questions laissées en suspens qui permettraient de s'assurer que le tarif est juste et équitable pour le Distributeur.

Nous recommandons que le Distributeur explique la provenance et justifie le tarif de modulation de 7 \$/MWh.

3.12. Puissance complémentaire

L'EGM comprend un service de puissance complémentaire. En réalité, comme le Distributeur n'a pas de limite sur les quantités de retrait qu'il peut demander, sauf pour les heures de pointe où la prévision des besoins réguliers du Distributeur sont de 32 000 MW ou plus, on peut affirmer que la puissance complémentaire ne pourrait être utile que pendant ces heures de pointe si le Distributeur en avait un réel besoin. Donc, nous réitérons la recommandation faite par l'UMQ dans le dossier R-3776-2011 :³⁵

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-3776-2011.³⁶

³⁴ B-0012, HQD-2, document 1, page 3, réponse 1.2.

³⁵ R-3776-2011, C-UMQ-0013, pages 25 à 27.

³⁶ R-3776-2011, C-UMQ-0013, pages 29 à 32.

3.13. Résiliation

Chaque partie peut résilier l'EGM à la fin de chaque année si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient. Lorsque questionné par la Régie, le Distributeur ajoute :

« 8.1 Veuillez élaborer sur ce que les parties entendent par « si les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées », à la référence (i) et à l'article 5.2 de la référence (ii). Veuillez également, en fournissant des exemples :

Réponse :

Il s'agit de conditions normatives s'interprétant dans le contexte de l'Entente et pour lesquelles des critères précis et quantifiables ne peuvent être déterminés a priori. Ils seront évalués au besoin. »³⁷

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 ».

3.14. Rodage

L'EGM ne spécifie pas le traitement qui s'appliquera pendant la période de rodage qui précède la mise en service commercial d'un approvisionnement assujéti.

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.

³⁷ B-0012, HQD-2, document 1, page 33, réponse 8.1.

4. La justification de l'EGM

Cette section couvre le second volet de notre mandat. Nous y analysons en détail la justification de l'EGM déposée par le Distributeur³⁸.

Nous soulevons certaines préoccupations face à la justification déposée et celles-ci sont résumées ici.

1. Nous posons d'abord un diagnostic sur les résultats de la justification économique qui ne nous semblent pas logiques mathématiquement dans un contexte où l'EGM est censée ajouter de la flexibilité et, par conséquent, améliorer la situation pour tous les cas possibles.
2. Nous constatons que certains éléments importants n'ont pas été pris en compte correctement dans la simulation effectuée pour justifier l'EGM, dont :
 - La méthode opérationnelle utilisée en cours d'année
 - Les possibilités offertes dans le scénario sans modulation
 - La possibilité de modifier la stratégie d'énergie différée en cours d'année
 - Les aléas à court terme sur la prévision des approvisionnements assujettis
 - L'aléa sur la prévision de la demande.

Dans les sections qui suivent, nous abordons en détail chacun de ces éléments.

4.1. Analyse des résultats de la justification économique

Selon les dires du Distributeur, l'EGM « [...] *permettra d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements.* »³⁹ (Nous soulignons)

³⁸ B-0005, HQD-1, document 1, pages 13 à 30, section 3.

Normalement, selon les principes d'optimisation mathématique, une plus grande flexibilité apporte des solutions meilleures ou identiques pour tous les cas, à moins que les moyens apportés par la plus grande flexibilité soient mal utilisés entraînant ainsi des effets pervers.

Le Distributeur indique d'ailleurs que :

« En effet, l'Entente permet d'optimiser l'ensemble des approvisionnements du Distributeur, et ce, peu importe la demande ou l'offre à laquelle ce dernier aura à faire face. »⁴⁰ (Nous soulignons)

Par contre, le Distributeur indique aussi que :

« Considérant les surplus moins importants en 2012, les cas climatologiques très froids sont les seuls pour lesquels la modulation entraînerait une augmentation des coûts, estimée à 7 M\$ pour la moyenne des 7 cas sur les 36 qui sont situés au-delà d'un écart-type sur la demande annuelle. »⁴¹ (Nous soulignons)

Plus précisément, ce sont 9 cas sur 36, soit 25% des cas simulés, qui entraîneraient une perte en 2012 alors que le pire cas verrait une perte d'environ 14 M\$.⁴² Tous ces cas montrent une climatologie plus froide que la normale. Étrangement, en 2014 on constate la tendance inverse alors que les climatologies qui entraînent les plus grands gains sont les climatologies plus froides que la normale.⁴³

Une telle constatation de pertes causées par l'EGM pour un nombre significatif de cas en 2012 suscite des interrogations sur la validité de l'algorithme de détermination de la solution optimale utilisée par le Distributeur dans ses

³⁹ B-0005, HQD-1, document 1, page 6, lignes 16 à 18.

⁴⁰ B-0005, HQD-1, document 1, page 20, lignes 7 à 9.

⁴¹ B-0005, HQD-1, document 1, page 20, lignes 12 à 15.

⁴² B-0012, HQD-2, document 1, page 18, réponse 4.5, figure R-4.5-A.

⁴³ B-0012, HQD-2, document 1, page 19, réponse 4.5, figure R-4.5-C.

simulations ou encore peut nous faire remettre en question certains aspects de l'EGM.

Malheureusement, comme dans le dossier R-3776-2011⁴⁴, nous n'avons pu obtenir suffisamment d'informations sur les algorithmes, règles de gestion ou modèles utilisés par le Distributeur dans la gestion des approvisionnements horaires pour nous permettre de juger de l'optimalité de ses stratégies.

D'autres résultats qui suscitent des interrogations sont ceux relatifs à l'Entente d'intégration éolienne (« EIE »). En effet, Le Distributeur mentionne que les gains espérés (la moyenne sur tous les cas examinés) de l'EGM par rapport à un scénario sans entente sont de 3,8 M\$ en 2012, de 13,6 M\$ en 2013 et de 16,4 M\$ en 2014.⁴⁵

De plus, le Distributeur indique que l'EGM entraînerait des gains espérés par rapport à un scénario avec prolongation de l'EIE en vigueur de 25,2 M\$ en 2012, de 53,0 M\$ en 2013 et de 68,3 M\$ en 2014.⁴⁶ De tels chiffres indiquent donc que l'EIE serait défavorable par rapport à un scénario sans entente, ce qui nous inquiète.

Nous avons tenté de trouver des explications pour les résultats que nous considérons non cohérents.

D'abord, nous accueillons avec satisfaction l'approche de simulation qui considère les aléas corrélés sur la climatologie et la production éolienne.⁴⁷ Par contre, nous nous sommes demandés si le tarif de modulation de 7 \$/MWh et la méthode de calcul de l'énergie modulée n'entraînaient pas un biais défavorable au scénario avec modulation. Nous n'avons pas suffisamment d'information pour nous prononcer.

⁴⁴ R-3776-2011, C-UMQ-0013, pages 19 et 20.

⁴⁵ B-0005, HQD-1, document 1, pages 17 à 19, tableaux 3.1 à 3.3.

⁴⁶ B-0005, HQD-1, document 1, pages 36 à 38, tableau 3A-1 à 3A-3.

⁴⁷ B-0005, HQD-1, document 1, page 14, section 3.2.

Nous soupçonnons que la simulation ne reproduit pas bien le processus de prise de décision quotidienne du Distributeur et nous nous interrogeons sur la capacité de ce processus à obtenir des solutions optimales et à démontrer les avantages de l'EGM. Idéalement, une façon de détecter des anomalies dans des approches de simulation et d'optimisation est de tester ces approches à l'aide de cas extrêmes, comme discuté plus haut. Nous sommes d'avis que le Distributeur devrait le faire.

Dans les sections suivantes, nous analysons certains éléments de la justification économique.

4.2. Méthode opérationnelle utilisée en cours d'année

Le Distributeur a tracé une esquisse de la méthode qu'il utilise dans ses opérations quotidiennes pour choisir ses approvisionnements.⁴⁸ Le niveau de détail ne nous permet pas de juger de la méthode et de sa capacité à s'ajuster horairement aux divers aléas.

Par contre, le Distributeur, en réponse à une question d'une intervenante, n'est pas en mesure de confirmer l'optimalité de son approche :

« D. 11.a : Qu'entendez-vous par « optimale » ? Avez-vous établi une fonction objectif claire à minimiser et effectué des simulations et l'évaluation de votre fonction objectif pour un ensemble complet de stratégies d'approvisionnement vous permettant de conclure à l'optimalité de la stratégie avec « EDM » ? Indiquez-nous quelle était votre fonction objectif et les paramètres qui la composaient vous permettant de conclure à l'optimalité de l'EDM ?

Réponse :

L'Entente globale de modulation permet au Distributeur :

⁴⁸ B-0020, HQD-2, document 9, page 18, réponse 7.2.

- une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale (moins d'énergie inutilisée) ;
- une réduction des achats de court terme ;
- une minimisation des pertes associées à la revente.

Pour l'année 2012, pour la plupart des années de climatologie simulées, les réductions de coûts découlant de l'Entente sont supérieures aux coûts de cette dernière. Pour les années 2013 et 2014, l'Entente permet de réduire les coûts d'approvisionnement dans l'ensemble des 36 années de climatologie simulées. »⁴⁹

Toutefois, nous constatons que le modèle opérationnel n'aurait pas été utilisé pour les simulations de la justification, ce qui pourrait expliquer une bonne partie de nos interrogations sur les résultats :

« Les simulations effectuées pour chacune des années couvertes par l'Entente sont réalisées à partir de 36 scénarios de besoins et 36 scénarios d'ajouts, et considérant les hypothèses énoncées aux pages 15 et 16 de la pièce HQD-1, Document 1. En mode prévisionnel, le Distributeur satisfait chacun des scénarios de demande à partir de son portefeuille d'approvisionnement et en fonction de sa stratégie de gestion. En mode opérationnel, il aura de plus l'opportunité d'optimiser au fil des jours et des mois tous les moyens à sa disposition pour tirer le maximum de l'Entente, conformément à la méthode présentée en réponse à la question 7.2. »⁵⁰ (Nous soulignons)

« De plus, le Distributeur rappelle que les gains de gestion opérationnels, qui n'ont pas été quantifiés dans la preuve au

⁴⁹ B-0013, HQD-2, document 2, page 19, réponse D.11.a.

⁵⁰ B-0020, HQD-2, document 9, pages 19 et 20, réponse 7.5.

dossier, devraient permettre de limiter les coûts si de tels scénarios climatologiques survenaient. »⁵¹ (Nous soulignons)

Mais nous ajoutons que la gestion opérationnelle contribuera aussi à bonifier le scénario sans entente.

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.

4.3. Hypothèses du scénario sans modulation

Le Distributeur donne un aperçu général du scénario sans l'entente :

« Dans un scénario sans l'Entente, le Distributeur ne procéderait pas à des transactions sur une base horaire. Il ne peut cependant pas quantifier le nombre d'heures durant lesquelles il aurait à réaliser des transactions d'achat ou de vente. Dans un tel scénario, le Distributeur évalue entre 1,2 TWh et 1,4 TWh les volumes annuels d'achats sur les marchés et entre 0,7 TWh et 1,8 TWh les volumes de vente pour les années 2012 à 2014, tel que présenté aux pages 17 à 19 de la pièce HQD-1, Document 1. »⁵² (Nous soulignons)

Il nous semble difficile de comparer ce scénario sans EGM qui n'est pas sur une base horaire, avec celui avec EGM qui, lui, est sur base horaire.

La justification économique de l'EGM doit présenter une homogénéité entre les scénarios avec et sans modulation.

⁵¹ B-0020, HQD-2, document 9, pages 4 et 5, réponse 1.2.

⁵² B-0012, HQD-2, document 1, page 15, réponse 3.2.

Dans un autre ordre d'idées, l'EGM oblige le Distributeur à acheter la puissance complémentaire pour les 4 mois d'hiver alors que le scénario sans EGM et le scénario de l'EiÉ n'ont pas ces contraintes.

Pour les scénario sans modulation et le scénario de l'EiÉ, 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.

4.4. Stratégie de gestion dynamique de l'énergie différée

Le Distributeur indique que l'énergie différée et l'énergie retournée sont identiques dans les scénarios avec et sans modulation.⁵³

Il précise de plus :

« En vertu des conventions d'énergie différée, le Distributeur rappelle qu'il doit avoir avisé le Producteur à trois dates précises pour les quantités d'énergie qu'il souhaite rappeler ou différer, soit le 15 septembre pour les quatre mois de l'hiver, le 1er mars pour les mois d'avril à septembre et le 1er septembre pour les mois d'octobre et de novembre. Durant chacune de ces périodes, les quantités demeurent inchangées. Le Distributeur a cependant l'opportunité de fixer le niveau des retours et des rappels à chacun de ces rendez-vous de manière à optimiser tous ses moyens de gestion en fonction de l'évolution attendue des besoins et des moyens déployés jusqu'à cette date et à minimiser les coûts annuels d'approvisionnement. Non seulement le service de modulation ne changera en rien cette réalité, mais l'utilisation concomitante du compte de modulation et du compte d'énergie différée apportera plus de flexibilité. »⁵⁴ (Nous soulignons)

Et il confirme ne pas faire varier les quantités d'énergie rappelées et différées :

⁵³ B-0012, HQD-2, document 1, page 14, tableaux R-3.1-E.

⁵⁴ B-0014, HQD-2, document 3, page 33, réponse 18.3.

« Les quantités d'énergie rappelées et différées ont été déterminées sur la base du scénario de la demande à conditions climatiques normales pour chacune des trois années d'application de l'Entente et sont les mêmes pour les scénarios avec et sans modulation. Ceci reflète la réalité du Distributeur lorsque celui-ci doit fixer ses quantités à rappeler et à différer à quelques mois d'avis et notamment en période d'hiver. De plus, l'avantage de maintenir constantes ces quantités pour chacune des trente-six simulations et pour les scénarios avec et sans modulation est de bien isoler l'impact de l'Entente.

Toutefois, en mode opérationnel, le Distributeur pourra ajuster ces quantités et profiter de la flexibilité de l'Entente et de ses autres moyens de gestion de manière à minimiser les coûts d'approvisionnement. »⁵⁵ (Nous soulignons)

Le fait de garder constantes les quantités d'énergie rappelées et différées peut biaiser la justification économique et pénaliser l'un des scénarios qui pourrait profiter d'une telle flexibilité.

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.

4.5. Impact des aléas sur la prévision éolienne à court terme

Comme le tarif de modulation de 7 \$/MWh s'applique sur l'ajout réel et le retrait déterminé l'avant-veille, l'aléa de prévision à court terme sur la prévision éolienne joue un rôle important sur les quantités d'énergie modulée. Il peut arriver que le Distributeur ne prévoyait pas moduler d'énergie mais comme la prévision à court terme n'est pas parfaite, il devra encourir des coûts de modulation quand même.

⁵⁵ B-0017, HQD-2, document 6, page 10, réponse 8.1.1.

Le scénario avec modulation serait donc défavorisé par rapport au scénario sans modulation.

Or, les scénarios étudiés dans la justification du Distributeur ne tiennent pas compte de l'incertitude des prévisions éoliennes.⁵⁶ L'impact de cette omission peut être important sur la justification de l'EGM.

La justification économique devrait tenir compte de l'incertitude de la prévision à court terme des productions éoliennes.

4.6. Aléa sur la prévision de la demande

L'aléa climatique de la demande et l'aléa sur la production éolienne sont bien représentés dans la justification économique de l'EGM.

Par contre, l'aléa sur la prévision de la demande⁵⁷ n'a pas été considéré⁵⁸ et devrait l'être pour mieux tenir compte de l'ensemble des incertitudes affectant les scénarios.

La justification économique de l'EGM doit prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande.

⁵⁶ B-0014, HQD-2, document 3, page 41, réponse 26.2.

⁵⁷ R-3748-2010, HQD-1, document 2, annexe 2B, page 93, section 2.2.

⁵⁸ B-0020, HQD-2, document 9, page 20, réponse 7.6.

5. Conclusion

Nous avons relevé plusieurs préoccupations sur l'EGM et sur sa justification et recommandé plusieurs améliorations possibles.

Toutefois, le nombre et l'ampleur des préoccupations nous empêchent de recommander à la Régie l'approbation de l'EGM.