

19 avril 2011
No de dossier: R-3748-2010
Rapport d'expertise de Co Pham
Page 1

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3748-2010

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 DU DISTRIBUTEUR

UNION DES CONSOMMATEURS

RAPPORT D'EXPERTISE DE CO PHAM, Ph.D., Ing.

19 avril 2011

1. CONTEXTE ET BUT DU RAPPORT

Dans le cadre du dossier R-3748-2010 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'Union des consommateurs (UC) m'a confié le mandat d'examiner certaines stratégies proposées par le Distributeur pour le réseau intégré.

Ce rapport contient mes opinions et conclusions relatives aux enjeux suivants :

- Stratégie de modulation des livraisons de la centrale thermique de TransCanada Energy (TCE);
- Stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée;
- Stratégie de mise en place d'une entente globale de modulation (EGM) avec le Producteur;
- Équilibre énergétique et gestion des surplus;
- Flexibilité du Plan;
- Approvisionnements additionnels destinés à la satisfaction des besoins de pointe des consommateurs québécois.

2. STRATÉGIE DE MODULATION DES LIVRAISONS DE TCE

La centrale thermique de TCE a une capacité énergétique annuelle de 4,3 TWh et une puissance disponible à la pointe de 547 MW¹.

Si l'on utilise la pleine capacité énergétique de TCE et celle du reste des ressources du Distributeur, le bilan en énergie établi par le Distributeur indique que, sans les moyens de gestion existants, les surplus énergétiques du Distributeur totaliseront 45,3 TWh pour la période 2011-2020², soit l'équivalent de 10 années de production de TCE.

Selon la stratégie proposée par le Distributeur, la modulation des livraisons (MDL) de TCE consisterait en des livraisons énergétiques variant entre 33% et 49% de la pleine capacité de TCE sur une base annuelle.

¹ HQD-1, Doc. 1, p. 38, tableau 4.2-2.

² HQD-1, Document 1, page 31, tableau 4.1-1.

Cette modulation vise à utiliser les livraisons de TCE pour satisfaire les besoins québécois en puissance et en énergie en hiver³ et à réduire du même coup les surplus énergétiques du Distributeur.

Selon le Plan proposé par le Distributeur, la modulation des livraisons de TCE pourrait commencer à compter de l'hiver 2014-2015⁴ et se poursuivre jusqu'en 2025⁵.

Comparaison par rapport à l'alternative d'utiliser la pleine capacité de la centrale de TCE

Par rapport à l'option alternative d'utiliser la pleine capacité de TCE, la MDL réduirait les surplus énergétiques du Distributeur d'environ 30,7 TWh sur la période 2015-2025 (voir le tableau suivant établi sur la base des données fournies par le Distributeur).

Il faut noter que, dans les deux cas, la puissance de TCE serait requise pour satisfaire les besoins québécois en hiver à partir de 2014-2015 (voir le bilan en puissance « avec la MDL »⁶ établi par le Distributeur à la pièce HQD-4, Document 1, page 22).

Les surplus énergétiques⁷ seraient donc concentrés en été, ce qui est confirmé par l'énoncé suivant du Distributeur:

« Le Distributeur est confronté à des surplus d'énergie importants en période d'été et à des besoins d'énergie et de puissance en période d'hiver. »⁸

³ HQD-1, Doc. 1, p. 42, ligne 8 à 9.

⁴ HQD-4, Doc. 8, p.16, Réponse à la question no. 10.1 de UC: « Les besoins à combler à compter de janvier 2015 pourrait justifier l'utilisation de la centrale de TCE à compter de l'hiver 2014-2015. ».

⁵ HQD-4, Doc. 8, p. 25, Réponse du Distributeur à la question 15.2 de UC.

⁶ Selon le bilan établi par le Distributeur (HQD-4, Document 1, page 22, tableau R-12.1-B), malgré la contribution en puissance de 547 MW de TCE avec la MDL et la contribution des marchés de court terme (environ 1 100 MW), le Distributeur aura encore besoin de puissance additionnelle à partir de 2015-2016.

⁷ Voir l'évaluation des surplus « avec les moyens de gestion » à la ligne « Reventes » du bilan en énergie avec les quantités du 3^{ème} appel d'offres éolien, après déploiement des nouveaux moyens de gestion, HQD-4, Document 1, page 21, tableau R-12.1-A.

⁸ HQD-1, Document 1, page 31, ligne 12 à 13.

Notons également que les surplus énergétiques proviennent de l'ensemble des ressources du Distributeur (par exemple, TCE, les éoliennes, la biomasse et la petite hydraulique).

Modulation des livraisons de TCE			
	Sans Modulation (Réf. 1)	Avec Modulation (Réf. 2)	Écart = Surplus
2011			
2012			
2013			
2014			
2015	4,3	1,1	3,2
2016	4,3	1,4	2,9
2017	4,3	1,4	2,9
2018	4,3	1,4	2,9
2019	4,3	1,4	2,9
2020	4,3	1,4	2,9
2021	4,3	1,4	2,9
2022	4,3	1,4	2,9
2023	4,3	1,8	2,5
2024	4,3	1,8	2,5
2025	4,3	2,1	2,2
Total 2015-2020:			17,7
Total 2015-2025:			30,7

Réf. 1: HQD-1, Document 1, page 31, tableau 4.1-1
Réf. 2: HQD-4, Doc. 8, p.25, tableau R-15.2

J'ai procédé à une estimation *sommaire* des impacts financiers associés à la diminution des surplus énergétiques du Distributeur obtenue grâce à la MDL (voir le tableau précédent). Aux fins de cette discussion, les pertes financières représentent l'écart entre les coûts d'achat de l'énergie de TCE et les revenus de la revente des surplus.

Les coûts d'achat de l'énergie de TCE étant confidentiels, j'ai donc travaillé avec une gamme de prix arbitraires variant de 30 \$/MWh à 80 \$/MWh en 2011 (taux de croissance de 3% entre 2011 et 2025).

Pour mon estimation, j'ai utilisé les prix de revente estimés par le Distributeur dans le dossier R-3726-2010 qui incluent un ajustement à la baisse de 5 \$US/MWh⁹. Cette estimation du Distributeur établit le prix de revente d'énergie à 33,68 et 60,86 \$/MWh respectivement en 2011 et 2027¹⁰. J'ai également fait une étude de sensibilité de ces prix en les faisant varier de plus ou moins 10%. Mon évaluation sommaire ne tient pas compte des coûts associés à la MDL, faute de renseignements sur ce sujet.

Les résultats de mon évaluation sommaire sont montrés au tableau suivant.

Prix d'achat d'énergie de TCE \$/MWh [2011] (valeur supposée)	Gains ou Pertes associés à la revente (M\$ actualisés en 2011)		
	Prix de revente (-10%)	Prix de revente (0%)	Prix de revente (+10%)
30	53	140	226
40	-188	-102	-15
50	-430	-343	-257
60	-671	-585	-498
70	-913	-826	-740
80	-1154	-1068	-981
	Signe +: Gains obtenus par la revente des surplus.		
	Signe -: Pertes encourues par la revente des surplus.		

On y voit que si le prix d'achat d'énergie de TCE est de 30 \$/MWh en 2011, la revente des surplus découlant de la pleine utilisation de TCE au lieu de la MDL est plus économique pour le Distributeur,

⁹ Les prix de revente sont basés sur les prix à terme de l'électricité sur le marchés de New York, à la zone A, tirés du NYMEX (du 3 mars 2009 au 2 mars 2010). Ils sont nets des pertes électriques sur le réseau de TransÉnergie, des frais de courtage, des frais de réservation sur New York, et des ajustements à la baisse du prix effectués par le Distributeur (HQD, dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 1, page 29, annexe 5).

¹⁰ HQD, Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 1, page 24.

puisque ce dernier pourra revendre l'énergie sur le marché à des prix supérieurs. Par contre, si le prix d'achat est de 40 \$/MWh ou supérieur, la revente des surplus est déficitaire, c'est-à-dire que la pleine utilisation de TCE est moins économique que la MDL. En somme, dans plusieurs cas, la MDL serait plus économique que la pleine utilisation de TCE; bien que dans certains cas, le contraire se produirait.

Il est à noter que normalement le Distributeur doit payer à TCE la prime de puissance (prime fixe), même si l'éventuelle entente de MDL devait permettre l'utilisation des équipements de TCE pour certaines périodes hivernales seulement. La MDL permet donc d'utiliser à meilleur compte la prime fixe de puissance, au lieu d'être complètement inutile comme c'est le cas lors de la suspension temporaire de TCE. Cette dimension est importante car la prime fixe de puissance de TCE représente des montants très élevés.

Il faut souligner que la comparaison économique de la MDL de TCE par rapport à son utilisation en pleine capacité devrait tenir compte des coûts qui seraient requis pour la MDL.

Par sa question 9.3 de sa demande de renseignements (DDR) no. 1, UC a demandé sans succès au Distributeur de lui fournir un estimé des coûts et des délais qui seraient requis pour mettre en œuvre la stratégie de modulation des livraisons proposée¹¹.

Le Distributeur n'a que vaguement invoqué, dans sa réponse à la question 13.1 de la DDR no. 2 de la Régie¹², qu'« *il y a des coûts associés au nombre d'arrêts/départs demandés par le Distributeur* », sans même fournir une estimation approximative¹³.

Par conséquent, aucune analyse économique de l'option de la MDL de TCE n'est possible (voir la réponse 14.1 de la DDR no. 2 de la Régie, HQD-4, document 1, page 27 : « [...] *les discussions entre le Distributeur et TCE demeurent embryonnaires. Pour cette raison, il n'est donc pas possible de procéder à des analyses comparatives de coûts* »).

¹¹ HQD-4, Document 8, p. 14.

¹² HQD-4, Doc. 1, p. 26.

¹³ Il y mentionne également certaines exigences relatives à la desserte du client vapeur et aux contrats de fourniture de gaz. Le Distributeur est très évasif quant aux considérations techniques et/ou commerciales potentielles qui pourraient empêcher la conclusion d'une entente avec TCE (voir la réponse du Distributeur à la question 9.5 de UC, HQD-4, Document 8, page 14, 15 mars 2011).

Alternatives à la MDL de TCE

Dans l'éventualité où les discussions avec TCE ne mèneraient pas à une entente permettant la livraison modulable, le Distributeur affirme qu'il s'en remettra à ses moyens de gestion existants, soit l'utilisation des conventions d'énergie différée et les transactions de court terme, afin d'assurer l'équilibre des bilans en énergie et en puissance¹⁴.

À mon avis, la stratégie alternative évoquée par le Distributeur comporte des risques non-négligeables, car les conventions d'énergie différée ont des contraintes, notamment celles relatives au solde des comptes d'énergie différée à l'échéance des conventions.

Une autre alternative consiste en l'utilisation du contrat cyclable tel qu'évoqué par la Régie dans la question no. 14.1 de sa DDR no. 2; mais encore une fois, le Distributeur refuse d'effectuer toute comparaison de coûts :

« Demandes :

14.1 Dans le but d'équilibrer les bilans en énergie et en puissance, veuillez présenter les coûts pour le Distributeur de la stratégie d'utilisation des livraisons modulables provenant de la centrale de TCE par rapport à celle du contrat cyclable conclu avec le Producteur.

Réponse :

Le choix du mode optimal d'utilisation de la centrale de TCE, qu'il soit saisonnier, mensuel, hebdomadaire ou sur appel quotidien, ne peut être arrêté avant que l'ensemble des considérations techniques et économiques aient été discutées entre les parties et qu'un scénario d'utilisation de la centrale ne soit plus précis. Voir la réponse à la question 13.1.

Puisque le scénario d'utilisation de la centrale de TCE n'est actuellement pas précisé, les discussions entre le Distributeur et TCE demeurent embryonnaires. Pour cette raison, il n'est donc pas possible de procéder à des analyses comparatives de coûts. » (mes soulignés).

On constate que le Distributeur n'a pas fourni les coûts pour le Distributeur de la stratégie d'utilisation des livraisons modulables provenant de la centrale de TCE demandés par la Régie. Le Distributeur a également refusé de fournir à UC un estimé des coûts et des délais qui seraient requis à la modulation des livraisons qu'il envisage (voir la réponse du Distributeur à la question 9.3 de UC, HQD-4, Document 8, page 14, 15 mars 2011).

Le Distributeur justifie son refus en invoquant le fait qu'il n'a pas discuté avec TCE de l'ensemble des considérations techniques et économiques relatives à la MDL et qu'il ne possède pas de scénario précis d'utilisation de la centrale.

¹⁴ HQD-4, Document 1, p. 26 (Réponse du Distributeur à la question no. 13.2 de la DDR no. 2 de la Régie).

Il s'agit là d'un argument étrange; car, pour pouvoir proposer à la Régie dans le présent dossier la MDL de TCE, le Distributeur aurait dû étudier ses avantages économiques, étude qui nécessite évidemment une connaissance de son coût estimé, même s'il n'est pas précis ou définitif, et/ou présenter quel serait le niveau de coûts auxquels cette stratégie serait intéressante et retenue, de même que les alternatives et leurs coûts.

De plus, le scénario d'utilisation de la centrale de TCE dépend en grande partie des besoins du Distributeur pour équilibrer au moindre coût ses bilans énergétiques à l'horizon du Plan ou à un horizon plus lointain.

Selon ma compréhension, l'étude et la définition de ces besoins font partie justement des responsabilités du Distributeur; ni TCE, ni la Régie, ni les intervenants ne peuvent remplacer le Distributeur pour accomplir ces tâches.

L'argument du Distributeur est donc problématique.

Comment la Régie peut-elle approuver la stratégie de la MDL de TCE sans avoir même un ordre de grandeur des coûts supplémentaires qui seraient requis pour le déploiement de cette stratégie?

Bien que cette option puisse sembler intéressante, d'autres options pourraient également être envisagées; il est donc essentiel de connaître l'importance des coûts de chacune de ces options pour prendre une décision éclairée.

Le problème des surplus énergétiques du Distributeur a des conséquences financières négatives très graves sur les consommateurs québécois, mais on constate que le Distributeur ne semble pas avoir une approche globale pour trouver de solutions à ce problème.

En effet, le Distributeur refuse d'explorer avec le Producteur la possibilité de partager avec lui la production de TCE, en remplacement de la centrale thermique de Tracy, comme on peut le constater en lisant la réponse du Distributeur à question no. 14.3 de la Régie:

« 14.3 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser la centrale de TCE pour remplacer la centrale de Tracy et pour répondre à des besoins éventuels du Producteur.

Veuillez indiquer si les discussions avec TCE impliquent également le Producteur et préciser quelles seraient les modalités de partage de la centrale de TCE aux plans technique et financier.

Réponse :

Les discussions actuelles et à venir entre le Distributeur et son fournisseur TCE concerne uniquement l'éventualité d'obtenir des livraisons modulables plutôt qu'en base.

Aucune discussion n'a eu lieu entre le Distributeur et le Producteur quant aux possibilités d'utiliser la centrale de TCE pour répondre aux besoins du Producteur, au cours des prochaines années. »¹⁵

Pourtant, le Producteur pourrait avoir besoin de l'énergie, en raison de sa récente faible hydraulité et de la possibilité de fermeture de la centrale nucléaire Gentilly 2. Le Distributeur pourrait donc revendre au Producteur certains blocs d'énergie afin de diminuer ses coûts d'approvisionnement.

La MDL n'est pas la seule et unique façon d'équilibrer les bilans en énergie et en puissance du Distributeur, cet équilibre devant de plus se réaliser au moindre coût comme maintes fois exigé par la Régie.

Le Distributeur aurait donc intérêt à explorer de façon active avec le Producteur ou avec tout autre partenaire possible le partage de l'énergie de TCE et de ses coûts.

Conclusion et Recommandations

La MDL de TCE pourrait être plus économique que sa pleine utilisation d'ici 2025 dans certains cas si l'on ne tient pas compte des coûts supplémentaires requis pour la MDL. Cependant, je recommande respectueusement à la Régie de ne pas approuver pour le moment la stratégie de la MDL de TCE, faute de renseignements pertinents sur les coûts supplémentaires et sur les alternatives qui pourraient réduire les coûts d'utilisation de la centrale de TCE. Une décision sur ce sujet pourrait être rendue lorsque les informations pertinentes requises relativement aux coûts et alternatives seront soumises par le Distributeur.

Je recommande respectueusement à la Régie d'inviter le Distributeur à explorer avec le Producteur, ou avec tout autre partenaire éventuel, le partage de l'énergie et des coûts de la centrale de TCE, dans le but de minimiser les coûts d'approvisionnements électriques à être supportés par les consommateurs québécois.

¹⁵ HQD-4, Doc. 1, p. 28 (Réponse du Distributeur à la question no. 14.3 de la Régie).

3. STRATÉGIE DE GESTION DES RISQUES ASSOCIÉS À LA DISPONIBILITÉ DES 400 MW ADDITIONNELS DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

Le Distributeur propose de mettre en place une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée¹⁶.

Selon le Distributeur, la disponibilité de ce bloc de puissance demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédant la pointe hivernale. Cette puissance est donc non garantie.

La non-garantie de ces 400 MW additionnels est stipulée clairement dans les conventions d'énergie différée amendées [voir, par exemple, l'article 2.2.6 de la convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraisons en base – 350 MW)]. Elle est également confirmée par le Distributeur dans ses réponses à la question 15.1 de la DDR no. 2 de la Régie¹⁷ et à la question 5.1 de la FCEI :

« Le Distributeur n'a effectivement aucune garantie que la puissance associée aux rappels, au-delà des 400 MW garantis, pourra être disponible. »¹⁸

Malgré cette non-garantie, le Distributeur inclut ce bloc de puissance à son bilan en puissance en tant que nouveau moyen de gestion. Le tableau suivant - tiré des résultats de calculs du Distributeur - confirme ce constat (voir ligne « Puissance additionnelle non-garantie »).

Ainsi, le Distributeur détermine les contributions des marchés de court terme et les nouveaux moyens de puissance requis comme si l'accès au bloc de 400 MW lui était acquis, contrairement à son caractère non-garanti.

¹⁶ HQD-1, Document 1, p. 42, section 4.4.1.2.

¹⁷ HQD-4, Document 1, p. 29.

¹⁸ HQD-4, Document 4, page 7 (Réponse du Distributeur à la question no. 5.1 de la FCEI).

Impacts des nouveaux moyens de gestion										
Impacts en énergie:										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Convent. d'én.diff.										
Énergie addit.		0,4	0,2	0,2	0,1	0,5	1,4	1,5	1,6	1,5
Impacts en puissance:										
	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20
Convent. d'én.diff.										
P. add. non-garantie		300	200	200	200	400	400	400	400	400
Marché Court terme	220	510	870	1100	1030	1100	1100	1100	1100	1100
Nouveaux moyens requis						330	630	820	980	1050
Énergie additionnelle (TWh): HQD-1, Doc.1, p.44, tableau 4.4-1										
(Impacts en énergie des nouveaux moyens de gestion- Convention d'énergie différée										
Rappels additionnels jusqu'à 400 MW)										
Impacts en puissance.: HQD-1, Doc. 1, p. 44, tableau 4.4-2										

Il importe de souligner que le bloc de 400 MW additionnel contribue à la satisfaction des besoins en énergie, comme on peut le voir au tableau précédent.

Pour la période 2012-2020, le Distributeur prévoit rappeler 7,4 TWh grâce à ce bloc de 400 MW non-garanti. Ce rappel réduit du même coup le risque de ne pas réussir à ramener à zéro le solde des comptes d'énergie différée à l'échéance des contrats.

Le fait que les rappels soient dictés par des besoins en énergie est confirmé par le Distributeur dans sa réponse à la question 15.2 de la DDR no. 2 de la Régie :

« 15.2 Veuillez élaborer sur les raisons qui justifient l'utilisation de retours des conventions d'énergie différée aux contrats de base et cyclable à des puissances plus faibles que la puissance maximale permise par les conventions (800 MW), alors que des approvisionnements de court terme sont prévus pour équilibrer le bilan en puissance.

Réponse :

Les rappels sont dictés par des besoins en énergie.

Le Distributeur préconise les rappels dans le cadre des conventions d'énergie différée lorsque les besoins de puissance sont couplés à des besoins en énergie importants (FU élevés).

Ce n'est qu'à partir de l'hiver 2014-2015 que les besoins en énergie justifient l'utilisation maximale des conventions, soit des rappels totaux atteignant le plafond de 800 MW. » (HQD-4, Document 1, page 29).

En somme, le bloc de 400 MW non garanti représente un élément stratégique pour le Distributeur, puisqu'il permet de satisfaire à la fois des besoins en énergie et en puissance, tout en réduisant le risque de ne pas pouvoir ramener à zéro le solde des comptes d'énergie différée à l'échéance des contrats.

Advenant le cas où le Producteur refuse tout ou partie du bloc de 400 MW non-garanti, la stratégie alternative du Distributeur consiste à avoir recours au marché de court terme (voir la réponse du Distributeur à la question no. 11.2 de UC, HQD-4, Document 8, p. 17).

Cette stratégie comporte des risques, puisque selon les calculs du Distributeur, à partir de 2015-2016, il compte déjà sur le plein potentiel des marchés de court terme estimé à 1 100 MW (voir le tableau précédent).

Cette limite de 1 100 MW est justifiée par le Distributeur, en se référant essentiellement aux mêmes conditions que celles qu'il avait décrites dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017. L'application de ces conditions a pour conséquence de limiter le potentiel d'achat aux interconnexions avec l'État de New York (1 100 MW), malgré la capacité théorique totale de tous les marchés voisins de 3 200 MW¹⁹ :

« Demandes :

16.1 Veuillez commenter le potentiel d'achat de puissance en pointe sur les marchés de court terme, établi à 1 100 MW, compte tenu de la capacité théorique totale estimée de l'ordre de 3 200 MW sur les marchés voisins.

Réponse :

Afin de fixer le potentiel d'achat de puissance sur les marchés de court terme, le Distributeur se réfère essentiellement aux mêmes conditions que celles qu'il a décrites dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017. Le Distributeur mentionnait alors que :

« [...] ce potentiel se limite à la contribution des zones de réglage qui présentent les caractéristiques suivantes :

- l'organisation des échanges, à l'intérieur d'une zone de réglage, permet d'acheter des produits de puissance garantie (comme le UCAP) sur une base concurrentielle ;
- les ISO des zones de contrôle d'où provient le service en puissance ne seront vraisemblablement pas contraintes à rapatrier leurs ressources pour assurer la qualité du service sur leur propre territoire ;
- Hydro-Québec TransÉnergie doit être en mesure de garantir la disponibilité du service de transport pendant la pointe du réseau pour une puissance injectée aux points désignés par Hydro-Québec Distribution. » (R-3648-2007, pièce HQD-1, document 2, page 225)

¹⁹ HQD-4, Document 1, page 31 (Question 16.1 de la DDR no. 2 de la Régie et Réponse du Distributeur).

L'application de ces conditions limite donc le potentiel d'achat aux interconnexions avec l'État de New York. » (HQD-4, Document 1, page 31, Question 16.1 de la DDR no. 2 de la Régie et Réponse du Distributeur).

« Compte tenu de la quantité de ressources disponibles dans le réseau de New York, la capacité d'interconnexion représente définitivement une contrainte d'accès à de plus grandes quantités de puissance en hiver. » (Pièce B-0005, page 189, citée à la pièce HQD-4, Document 1, page 32).

« La capacité d'interconnexion avec le marché de New York constitue le principal lien disponible offrant des approvisionnements en puissance fiables, disponibles à la pointe et où un marché concurrentiel est en place. » (HQD-4, Document 1, page 30).

D'autre part, le Distributeur a reconnu que le recours à certains marchés de court terme peut comporter certains risques de coûts plus élevés :

« Dans le cas où cette ressource supplémentaire [le bloc de 400 MW non-garanti] ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario. Tel qu'établi à l'annexe 4B, ces services peuvent comporter certains risques de coûts plus élevés, surtout lorsque la puissance sous contrat comporte une contribution plus importante en énergie. » (HQD-1, Document 1, page 42, lignes 22 à 27).

L'alternative envisagée par le Distributeur comporte donc des risques pour les consommateurs.

Conclusion et recommandation

Si la demande évolue selon le scénario moyen, le bloc de 400 MW additionnel sera particulièrement utile au Distributeur à partir de 2015-2016, alors que l'alternative de recourir davantage aux marchés de court terme comporte des risques de disponibilité et de prix plus élevés.

Afin de renforcer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements électriques destinés aux consommateurs québécois, je recommande respectueusement à la Régie d'inviter le Distributeur à développer et à implanter de nouveaux moyens économiques de gestion de la consommation et/ou à négocier avec le Producteur la disponibilité des 400 MW additionnels.

4. STRATÉGIE DE MISE EN PLACE D'UNE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (EGM) AVEC LE PRODUCTEUR

L'entente globale de modulation (EGM) entre le Distributeur et le Producteur aurait une portée très large selon un énoncé sommaire du Distributeur (HQD-1, Document 1, page 43, lignes 4 à 17). Cependant, à ce jour, le Distributeur n'a pas présenté de caractéristiques techniques et économiques précises ni d'analyses économiques relativement à l'EGM dans le présent dossier.

Ce rapport présente donc mes commentaires sur l'EGM en se basant seulement sur les quelques renseignements peu détaillés fournis par le Distributeur sur l'EGM à ce jour (voir la section 6 de HQD-1, Document 1, et les réponses du Distributeur aux questions de la Régie, de UC et de certains intervenants sur ce sujet).

Selon le Distributeur, l'EGM permettrait de moduler les livraisons de la totalité des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux, à l'exception de ceux conclus avec le Producteur²⁰. Ainsi, selon le fonctionnement prévu, l'entente permettrait de mieux répartir, à chacune des heures, l'énergie annuelle provenant des approvisionnements postpatrimoniaux²¹.

Selon le Distributeur, l'EGM remplacerait l'actuelle entente d'intégration éolienne²². Elle permettrait également au Distributeur de compter sur une puissance complémentaire s'ajoutant à la contribution en puissance propre des contrats²³ qui seraient inclus dans l'entente.²⁴ Elle couvrirait aussi l'ensemble des dépassements aux services complémentaires, qu'ils soient causés ou non par la production éolienne²⁵.

La mise en place de l'EGM représente donc une stratégie capitale du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Cependant, le Distributeur ne fournit aucune indication ni d'estimation sommaire des coûts découlant de l'EGM. Il est donc impossible pour les intervenants de savoir si cette stratégie proposée par le

²⁰ HQD-1, Document 1, page 57, lignes 2 à 5.

²¹ HQD-1, Document 1, page 57, lignes 11 à 13.

²² HQD-1, Document 1, page 57, ligne 1 à 2.

²³ La puissance complémentaire, évaluée à 15% de la puissance installée des éoliennes, serait de 169 MW en 2011-2012 et de 502 MW en 2015-2016 (HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2).

²⁴ HQD-1, Document 1, page 43, lignes 13 à 15.

²⁵ HQD-1, Document 1, page 57, lignes 18 à 20.

Distributeur assure ou non des « *approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques* » tel que stipulé le *Guide de dépôt*²⁶.

Le Distributeur affirme que le Producteur serait le seul fournisseur des services décrits précédemment²⁷. Il refuse de décrire dans le présent dossier la démarche qu'il utilise pour s'assurer que les prix et les conditions de l'entente seront avantageux ou raisonnables pour les consommateurs, compte tenu du monopole allégué du Producteur (voir la réponse du Distributeur à la question 24.8 de UC, HQD-4, Document 8, page 39).

Fonctionnement « technique » de l'EGM

Le Distributeur décrit le fonctionnement « technique » de l'EGM de la façon suivante :

« Selon l'option actuellement envisagée par le Distributeur, l'établissement d'une entente globale de modulation impliquerait la création, auprès du Producteur, d'un compte annuel de modulation, dans lequel serait ajoutée la totalité de la production horaire des contrats assujettis. En même temps que le Producteur prendrait livraison de cette énergie, il livrerait au Distributeur la quantité exacte d'énergie programmée à l'avance par celui-ci pour répondre aux besoins horaires prévus de la charge locale, au-delà de l'électricité patrimoniale et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, tel qu'illustré aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2. Cette livraison d'énergie correspondrait à un retrait du compte de modulation. Le solde du compte de modulation varierait d'heure en heure selon les ajouts et les retraits. » (mes soulignés) (HQD-1, Document 1, pages 57-58).

On note que le compte de modulation serait annuel, ce qui empêche toute programmation multi-annuelle de la satisfaction des besoins énergétiques des consommateurs québécois.

Le Distributeur mentionne dans la description précédente les besoins énergétiques de la charge locale, sans préciser les impacts potentiels de l'EGM sur les activités de revente d'énergie du Distributeur.

²⁶ D-2011-011, page 11.

²⁷ HQD-1, Document 1, page 57, lignes 14 à 18.

Impacts de l'EGM sur la revente des surplus énergétiques du Distributeur

UC s'est renseignée auprès du Distributeur sur les impacts de l'EGM sur l'activité de revente d'énergie par une série de questions.

Les questions 26.1 à 26.3 de UC et les réponses du Distributeur se lisent comme suit :

« Demandes :

26.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'entente ne concerne que les besoins de la charge locale, excluant la revente des surplus énergétiques du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

26.2 Le Distributeur entend-t-il conserver ses droits de revendre ses surplus énergétiques advenant l'approbation de l'entente, et si oui, comment? Si non, pourquoi?

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

26.3 Veuillez décrire comment le Distributeur peut revendre ses surplus à partir des contrats postpatrimoniaux compte tenu de l'existence éventuelle de l'entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2. »²⁸

La question 24.2 de UC mentionnée par le Distributeur et sa réponse se lisent comme suit :

« 24.2 Veuillez décrire en détail les services et les caractéristiques de l'entente (quantités d'énergie et de puissance, prix et autres considérations financières, horizon de l'entente, avis et délai requis, etc.) qui sont recherchés par le Distributeur ou convenus jusqu'à date avec le Producteur.

Réponse :

Compte tenu des négociations en cours, le Distributeur a fourni les informations disponibles à la section 6 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.»²⁹

Or, la section 6 (pages 57 à 60) de la pièce B-4-HQD-1, document 1, ne répond pas spécifiquement aux questions 26.1 à 26.3 de UC.

²⁸ HQD-4, Document 8, pages 41 à 42.

²⁹ HQD-4, Document 8, page 37.

Le Distributeur a donc invoqué la négociation en cours avec le Producteur pour ne pas exposer clairement à la Régie et aux intervenants les impacts potentiels de l'EGM sur l'activité de revente du Distributeur.

Le Distributeur utilise toujours le même argument pour refuser de quantifier ou de fournir un ordre de grandeur des impacts de l'EGM sur ses transactions énergétiques :

« [...] puisque les négociations au sujet de l'éventuelle entente globale de modulation ne sont pas suffisamment avancées, il est prématuré pour l'instant de quantifier l'impact qu'une telle entente aura, particulièrement sur les volumes de transactions d'énergie. »

Par ailleurs, la phrase qui se trouve à la ligne 3 de la page 44 de la section 4.4.1.4 laisse entendre que le Distributeur peut continuer à revendre ses surplus suite à la mise en place de l'EGM, sans quantifier toutefois ses impacts énergétiques et financiers sur l'activité de revente d'énergie du Distributeur:

« les reventes d'énergie substantielles en 2013 et 2014, ainsi que les achats de court terme qui figurent au tableau 4.4-1, pourront être atténués par la mise en place de l'entente globale de modulation. »

À mon avis, il est important que le Distributeur expose clairement à la Régie les impacts de l'EGM sur l'activité de revente du Distributeur, aux plans énergétique et financier.

Ceci s'explique par la présence d'importants surplus énergétiques évalués par le Distributeur selon le scénario moyen de la prévision de la demande dans le présent dossier.

Une évolution plus faible de la demande par rapport au scénario moyen est dans le domaine du possible, ce qui aggravera le problème des surplus énergétiques du Distributeur.

Il est donc important de bien distinguer les enjeux de la flexibilité d'exploitation des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux de ceux des surplus énergétiques du Distributeur.

Recommandation

Je recommande respectueusement que la Régie exige que le Distributeur lui expose clairement les impacts potentiels de l'EGM sur la revente des surplus du Distributeur aux plans énergétique et financier dans le présent dossier ou au moment qu'elle juge opportun. En l'absence de ces informations, il m'est impossible pour le moment de recommander l'approbation de l'EGM.

L'EGM et le stockage d'énergie

Par sa décision D-2011-011, la Régie a reconnu le stockage d'énergie comme un sujet à débattre dans le présent dossier³⁰.

Le Distributeur mentionne, dans sa description³¹ de l'EGM, que cette dernière pourrait lui permettre d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver.

À première vue, cette possibilité pourrait être intéressante pour le Distributeur, à condition que le prix associé à ce service soit raisonnable.

Le transfert d'énergie que permettra l'EGM correspond à un mode particulier mais restreint de stockage d'énergie. L'aspect restreint mentionné s'explique par le fait que le fonctionnement prévu de l'EGM comporte certaines limites importantes, à savoir :

- Le cycle du compte de modulation est annuel (HQD-1, Document 1, page 57, ligne 24);
- Le cycle proposé est sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre de chaque année (HQD-4, Document 1, pages 48 à 49);
- Les retraits horaires sont plafonnés à une quantité de mégawatts donnée (HQD-1, Document 1, page 59, lignes 12 à 16);
- Le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer (HQD-1, Document 1, page 59, lignes 10 à 15).

Pour alléger quelque peu ces restrictions, le Distributeur pourrait négocier avec le Producteur pour obtenir un cycle de deux ans du compte de modulation, au lieu d'un cycle annuel.

UC a soulevé cette éventualité dans sa DDR, mais le Distributeur a jugé prématuré d'en discuter :

« 12.7 Veuillez indiquer s'il serait possible pour le Distributeur et le Producteur de s'entendre sur un cycle de deux ans dans le cadre de cette entente, au lieu d'un cycle annuel. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

³⁰ « [64] La Régie juge utile d'examiner le potentiel d'obtention d'un service de stockage, y compris toute autre option dont la finalité est similaire, telle que les Conventions d'énergie différée, l'entente d'équilibrage éolien et l'entente globale de modulation » [D-2011-011, page 16].

³¹ HQD-1, Document 1, page 43.

Compte tenu des négociations en cours en relation avec l'entente globale de modulation, il est prématuré de répondre à cette question. » (HQD-4, Document 8, page 20).

Dans sa DDR no. 2, la Régie s'est demandée pourquoi le compte de modulation ne couvrirait pas, par exemple, une année débutant le 1er avril et se terminant le 31 mars, afin de permettre au Distributeur d'approvisionner son compte de modulation avant la période d'hiver.

En réponse à cette question de la Régie, le Distributeur a jugé opportun d'établir le compte de modulation sur la même période que celle de l'électricité patrimoniale, soit sur une année civile du 1^{er} janvier au 31 décembre³².

Le Distributeur affirme qu'il est confronté à des surplus d'énergie importants en période d'été et à des besoins d'énergie et de puissance en période d'hiver³³. Pour contribuer à résoudre ce problème, le Distributeur pourrait discuter avec le Producteur de la possibilité d'établir le compte de modulation sur un cycle de deux ans ou plus long.

Il pourrait également discuter avec le Producteur ou avec tout autres fournisseurs potentiels de la possibilité d'acquérir des services de stockage d'énergie en fonction de ses besoins.

Les surplus en été pourraient être un problème pour le Distributeur, mais ils ne seraient pas problématiques et pourraient être une source de profit intéressante pour le Producteur car ce dernier a des capacités physiques particulièrement élevées de stockage d'énergie (les réservoirs hydrauliques) et de l'expérience dans l'exportation d'électricité.

Par sa question 12.8, UC se renseigne auprès du Distributeur sur les différentes formes de stockage d'énergie qui seraient susceptibles de diminuer davantage les coûts d'approvisionnements électriques destinés aux consommateurs québécois, mais la réponse du Distributeur est toujours qu'il n'y a pas de fournisseurs de service de stockage³⁴ :

« 12.8 Veuillez décrire en détail toute autre forme de stockage, en complément aux moyens existants, qui seraient susceptibles de diminuer davantage les coûts d'approvisionnements électriques destinés aux consommateurs québécois, et indiquer les parties qui pourraient rendre ce service au Distributeur.

³² HQD-4, Document 1, pages 48 à 49.

³³ HQD-1, Document 1, page 31, lignes 12 à 13.

³⁴ HQD-4, Document 8, page 15, Réponse du Distributeur à la question no. 9.7 de la DDR no. 1 de UC : « *Il n'y a pas, à la connaissance du Distributeur, de fournisseur de stockage* ».

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe en tant que tel aucun service de stockage, accessible dans la zone de contrôle du Transporteur, et qui corresponde à ses besoins. » (HQD-4, Document 8, page 20).

Il importe de noter qu'il serait tout à fait possible que le Producteur offre au Distributeur un ou des services de stockage selon ses besoins. En fait, les conventions d'énergie différée et l'entente d'équilibrage éolien représentent toutes une forme particulière de stockage d'énergie.

Il serait opportun que le Distributeur définisse de façon précise ses besoins de stockage et explore avec le Producteur ou avec tout autres fournisseurs potentiels les possibilités d'acquérir les services voulus, sans rejeter a priori ces alternatives.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, je recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de considérer la possibilité de négocier avec le Producteur une entente de modulation ayant un cycle de deux ans ou plus et d'explorer avec le Producteur ou avec tout autres fournisseurs potentiels d'autres formes de stockage lui permettant de réduire davantage les coûts d'approvisionnements électriques destinés aux consommateurs québécois. Il m'est impossible pour le moment de recommander l'approbation de l'EGM, considérant ces lacunes et l'absence d'informations relativement aux coûts et règles d'application de cette entente éventuelle.

5. ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE ET GESTION DES SURPLUS

L'équilibre énergétique se mesure par l'écart entre les besoins énergétiques et les moyens d'approvisionnements et de gestion des surplus. Étant donné que la gestion du solde du compte d'énergie différée a la contrainte de le ramener à zéro à l'échéance des contrats, soit en février 2027, il serait préférable d'analyser l'équilibre énergétique à l'horizon de 2027, au-delà de l'horizon de 2020 du Plan.

Besoins énergétiques

Le tableau ci-dessous reproduit les besoins énergétiques visés par le Plan tels que prévus par le Distributeur.

On y note que les taux de croissance annuels des besoins sont particulièrement élevés en 2015 et 2016. Ceci s'explique par l'inclusion par le Distributeur dans sa prévision des besoins du scénario moyen de la demande les besoins énergétiques (incluant les pertes électriques) d'un projet potentiel d'expansion de 500 MW du secteur Industriel Grandes Entreprises (sous-secteur Aluminerie).

Ainsi, les coûts et les risques financiers du Plan dépendent en bonne partie de l'occurrence ou non de ce projet industriel, puisque le Plan se base sur le scénario moyen de la demande.

Advenant le cas où ce projet ne se réalise pas, le Distributeur aura plus de surplus énergétiques et il serait bon de planifier dès maintenant des moyens pour gérer cette éventualité qui risque de coûter cher aux consommateurs québécois. Pour mémoire, la baisse des besoins du secteur industriel ces dernières années par rapport à ceux prévus par le Distributeur a provoqué des pertes financières que l'ensemble des consommateurs québécois a dû éponger par le biais de leurs tarifs d'électricité.

	Besoins (TWh)	Croissance	Projet industriel 500 MW (TWh)
2011	184,8		
2012	185,6	0,43%	
2013	186,6	0,54%	
2014	188,1	0,80%	
2015	193	2,60%	2,3
2016	196,6	1,87%	4,5
2017	197,1	0,25%	4,5
2018	197,6	0,25%	4,5
2019	197,9	0,15%	4,5
2020	198,3	0,20%	4,5
2021	197,7	-0,30%	4,5
2022	198,9	0,61%	4,5
2023	200,2	0,65%	4,5
2024	201,9	0,85%	4,5
2025	202,7	0,40%	4,5
2026	204	0,64%	4,5
2027	205,2	0,59%	4,5
Besoins: HQD-4, Document 8, page 22.			
Projet d'expansion industrielle (500 MW):			
HQD-4, Document 8, page 7, tableau R-4.1			

Revente d'énergie

Le tableau suivant reproduit les achats de court terme et les reventes selon l'évaluation la plus récente du Distributeur.

On y note que les reventes sont très élevées en 2013 (2,3 TWh) et en 2014 (2,8 TWh), malgré le déploiement de tous les moyens de gestion existants du Distributeur.

Ces reventes causeraient fort probablement des pertes financières significatives au Distributeur, considérant le faible niveau anticipé des prix de l'énergie sur les marchés. Pour ces deux années, le Distributeur prévoit déjà la fermeture temporaire de TCE, la non-utilisation de l'énergie du contrat cyclable, ainsi que le report de l'énergie du contrat en base avec le Producteur³⁵.

Achats de court terme et Reventes selon la plus récente évaluation du Distributeur* (15 mars 2011, HQD-4, Doc. 1, p. 21, tableau R12.1A)		
	Achats de court terme (TWh)	Reventes (TWh)
2011	0,4	0
2012	0,5	-0,8
2013	0,7	-2,3
2014	0,7	-2,8
2015	0,5	-0,9
2016	0,9	0
2017	1,1	-0,3
2018	1,3	-0,2
2019	1,4	-0,2
2020	2	-0,2

* Scénario avec les quantités du 3ème appel d'offres éolien
(après déploiement des nouveaux moyens de gestion)

Pour alléger les pertes financières associées à la revente, le Distributeur pourrait négocier avec le Producteur un ou des contrats de stockage d'énergie (voir discussion précédente sur ce sujet).

³⁵ HQD-4, Document 1, page 23 (Réponse du Distributeur à la DDR no. 2 de la Régie).

Solde des comptes d'énergie différée

Pour justifier ses ventes à perte au Producteur en 2010 et 2011 (voir plus de détail sur ce sujet plus loin), le Distributeur utilise une approche déterministe : il présente à la Régie une valeur³⁶ du solde du compte d'énergie différée en 2027 selon un seul scénario d'évolution de la demande (scénario moyen) et un seul scénario des ressources³⁷.

Relativement aux ressources disponibles, signalons le cas du projet Éolien III.

Dans son Plan daté de novembre 2010, le Distributeur se base sur une puissance de 500 MW (1,6 TWh) d'Éolien III, alors que quelques temps après, soit le 20 décembre 2010, il annonce une baisse de cette ressource à 291 MW (0,9 TWh)³⁸.

Comme le montre le tableau suivant, cette mise à jour de la contribution énergétique d'Éolien III a un impact important : une baisse cumulative de 8,2 TWh pour la période 2014-2026 (baisse calculée sur la base des données fournies par le Distributeur).

Cette baisse a des impacts sur la revente et sur la gestion du compte d'énergie différée. Il serait donc souhaitable qu'on pondère les quantités chiffrées présentées par le Distributeur, en se rappelant que ce sont des valeurs déterminées selon une approche déterministe.

³⁶ La valeur théorique de 28 TWh en 2027 « *avant prise en compte des mesures de gestion du solde* » (HQD-4, Document 8, page 22, Réponse du Distributeur à la question 13.1 de UC).

³⁷ HQD-4, Document 8, page 22 (Réponse du Distributeur à la question 13.1 de UC).

³⁸ HQD-4, Document 1, page 20 (Question no. 12 de la DDR no 2 de la Régie).

Capacité énergétique d'Éolien III (TWh)			
	Scénario avec 500 MW (Réf. 1)	Capacité selon les soumissions retenues (Réf. 2)	Écart
2011			
2012			
2013	0	0	
2014	0,4	0,3	-0,1
2015	1	0,6	-0,4
2016	1,6	0,9	-0,7
2017	1,6	0,9	-0,7
2018	1,6	0,9	-0,7
2019	1,6	0,9	-0,7
2020	1,6	0,9	-0,7
2021	1,6	0,9	-0,7
2022	1,6	0,9	-0,7
2023	1,6	0,9	-0,7
2024	1,6	0,9	-0,7
2025	1,6	0,9	-0,7
2026	1,6	0,9	-0,7
Total	19	10,8	-8,2
Réf. 1: HQD-4, Doc. 8, p. 25.			
Réf. 2: HQD-4, Doc. 1, page 21, tableau R-12.1-A			

Le tableau suivant reproduit les soldes des comptes d'énergie différée selon les évaluations du 1^{er} novembre 2010 (scénario d'Éolien III de 500 MW) et du 15 mars 2011 du Distributeur (scénario d'Éolien III de 291 MW).

On y note qu'avec les nouveaux moyens de gestion, le Distributeur parviendra à ramener le solde des comptes d'énergie différée à zéro avant l'échéance des contrats, soit en 2026 et en 2025 respectivement pour les deux évaluations.

Ainsi, une prise en compte plus à jour de la contribution en énergie et en puissance d'Éolien III permet de dresser une évolution moins problématique du solde des comptes d'énergie différée que celle anticipée par le Distributeur en novembre 2010.

Dans ce qui suit, je retiens, aux fins de mon étude, le scénario d'Éolien III de 291 MW qui est plus à jour que le scénario de 500 MW. Je souligne également l'importance d'élaborer des stratégies de revente en fonction de l'évolution non-déterministe des ressources (voir le cas d'une baisse d'énergie disponible d'Éolien III discutée précédemment).

Comparaison des soldes d'énergie différée des deux conventions avec HQP (Scénarios après déploiement des nouveaux moyens de gestion)			
	Scénario avec 500 MW d'Éolien III (Réf. 1)	Scénario avec 291,4 MW d'Éolien III (Réf. 2)	Écart
2008	2,1	2,1	0
2009	6,3	6,3	0
2010	7	7	0
2011	5,6	5,6	0
2012	6,4	6,4	0
2013	7,6	7,6	0
2014	8,8	8,8	0
2015	9,6	9,3	-0,3
2016	9,7	9,3	-0,4
2017	9,5	8,8	-0,7
2018	9,1	8,2	-0,9
2019	8,7	7,4	-1,3
2020	8,2	6,8	-1,4
2021	7,8	6,2	-1,6
2022	7	5,1	-1,9
2023	5,8	3,4	-2,4
2024	3,9	1,1	-2,8
2025	1,3	0	-1,3
2026	0	0	0
2027	0	0	0
Référence 1: HQD-1, Doc. 2, Annexe 5, p. 205 (Évaluation initiale d'HQD du 1er novembre 2010).			
Référence 2: HQD-4, Doc. 1, p. 23 (Réponse d'HQD à la DDR no 2 de la Régie, 15 mars 2011)			

Gestion des surplus énergétiques

Dans le présent dossier³⁹, le Distributeur mentionne qu'il a temporairement cessé de différer les livraisons du contrat en base et a plutôt convenu d'une transaction de vente avec le Producteur. Cette transaction est la même que les « *transactions financières avec le Producteur* » en 2010 et 2011 présentées par le Distributeur dans le dossier tarifaire R-3740-2010⁴⁰.

Ces transactions affectent le solde des comptes d'énergie différée et résultent en des pertes financières considérables que les consommateurs québécois devront supporter.

En effet, en 2010, le Distributeur a vendu au Producteur 1,9 TWh d'énergie du contrat de base pour une perte de 40,5 M\$ incluant celle reliée à la prime fixe de puissance⁴¹.

Pour 2011, une perte estimée à 37,3 M\$ (incluant la prime de puissance) est incluse dans les coûts des approvisionnements, correspondant à 1,8 TWh du contrat de livraison en base⁴².

Au total, le Distributeur aura vendu 3,7 TWh (1,9+1,8) du contrat de base avec le Producteur qui constitue la ressource postpatrimoniale la moins coûteuse du Distributeur, tout en ayant à payer au Producteur environ 77,8 M\$ pour ces transactions.

Dans le présent dossier, le Distributeur justifie ces transactions par le contexte actuel de surplus d'énergie et l'importance des quantités impliquées :

« Compte tenu du contexte actuel de surplus d'énergie et de l'importance des quantités impliquées, le Distributeur a temporairement cessé de différer les livraisons du contrat en base et

³⁹ HQD-1, Document 1, page 32, ligne 25.

⁴⁰ HQD-4, Document 8, page 10 (Réponse du Distributeur à la question 6.1.1 de UC).

⁴¹ Perte de 21,9 M\$ reliée à l'énergie [HQD, Dossier R-3740-2010, HQD-5, Document 1, page 7, lignes 1 à 2 et HQD-5, Document 1, page 8, tableau 1, notes de bas de page. Voir aussi R-3740-2010, Rapport d'expert de Co Pham, page 11]. Prime de puissance de 18,6 M\$ [Dossier R-3740-2010, Réponse du Distributeur à l'engagement no. 6. Voir aussi l'argumentation de UC, page 25]. Perte totale = 21,9 + 18,6 = 40,5 M\$.

⁴² Perte reliée à l'énergie : 19,7 M\$ [Dossier R-3740-2010, HQD-5, Document 1, page 14, lignes 8 à 10. Voir aussi R-3740-2010, Rapport d'expert de Co Pham, page 11.]. Perte reliée à la prime fixe de puissance (estimée) = 18,6x 1,8/1,9 = 17,6 M\$ (Voir aussi dossier R-3740-2010, Argumentation de UC, page 26]. Perte totale (estimée) = 19,7 + 17,6 = 37,3 M\$.

a plutôt convenu d'une transaction de vente avec le Producteur. Celle-ci permet de prendre livraison de l'énergie seulement lorsque le besoin est requis, tout comme c'est le cas pour les livraisons du contrat cyclable »⁴³.

Il a présenté une justification similaire dans le dossier tarifaire R-3740-2010 :

« Le Distributeur prévoit ne plus être en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable. [...] Cette situation oblige donc le Distributeur à ne plus différer l'énergie des deux contrats et à revendre davantage sur les marchés, notamment l'énergie du contrat comportant des livraisons en base. [...] Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière [...], concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.»⁴⁴ (mes soulignés).

L'affirmation du Distributeur à l'effet qu'il ne serait pas en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des contrats est douteuse puisque, dans le présent dossier, le Distributeur a démontré lui-même que le solde serait nul un ou deux ans avant l'échéance des contrats (voir la section précédente).

Dans le présent dossier⁴⁵, le Distributeur a aussi évoqué un besoin d'accroître sa flexibilité sur des horizons de court terme pour justifier ses ventes à perte au Producteur en 2010 et 2011.

À mon avis, l'argument de flexibilité accrue du Distributeur n'est pas convaincant, puisque cette flexibilité « accrue » n'est plus souhaitée par le Distributeur pour la période 2013-2014 où les quantités de surplus à revendre sont similaires à celles de 2010 et 2011⁴⁶.

À cet égard, notons que le Distributeur a confirmé, en réponse à la question 12.3 de la DDR no. 2 de la Régie, qu'il ne serait pas requis ou souhaité de recourir aux transactions avec le Producteur au-delà de 2011 :

⁴³ HQD-1, Document 1, page 32, lignes 25 à 26, et page 33, lignes 1 à 3.

⁴⁴ Dossier R-3740-2010, HQD-5, Document 1, pages 5 à 6.

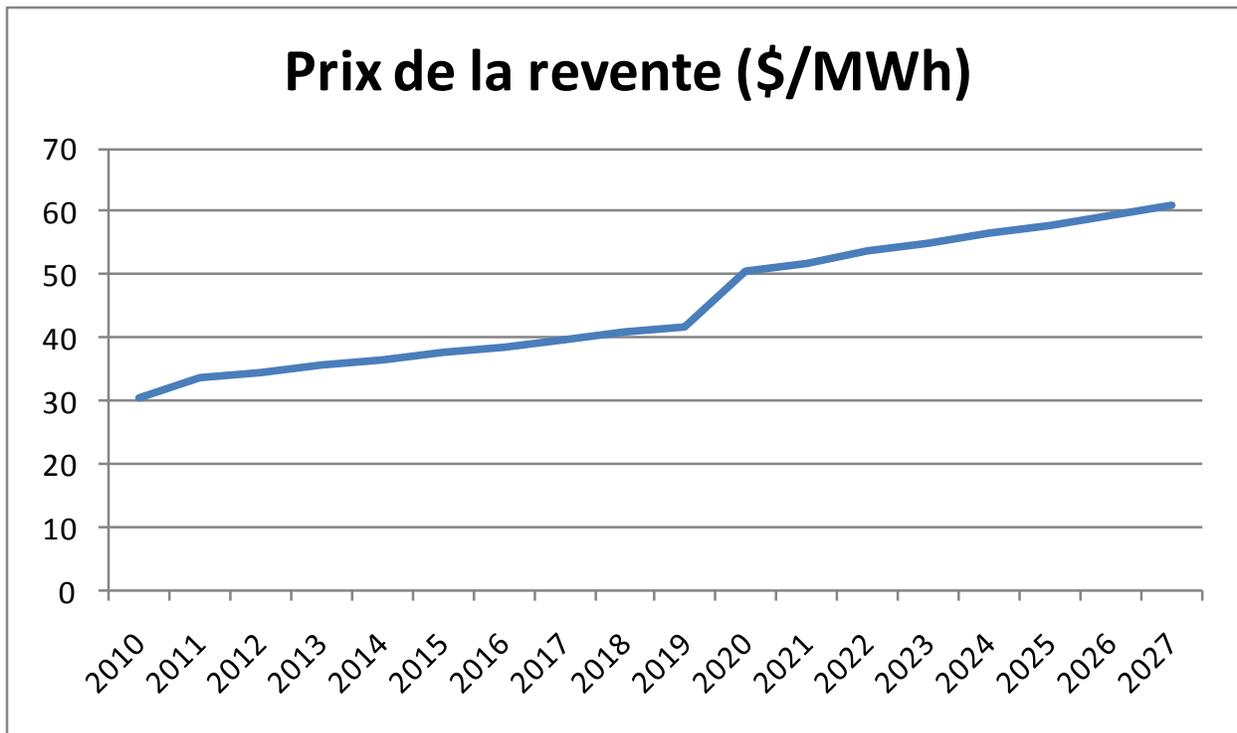
⁴⁵ HQD-1, Document 1, page 33, lignes 3 à 10.

⁴⁶ 1,9 et 1,8 TWh respectivement en 2010 et 2011 selon HQD (dossier R-3740-2010). 2,3 et 2,9 TWh en 2013 et 2014 respectivement selon HQD-1, Document 1, page 52, tableau 4.4-3 (bilan en énergie après déploiement des nouveaux moyens de gestion – Scénario avec Éolien III de 500 MW).

« Selon le scénario moyen de la demande présenté dans le Plan, le Distributeur confirme qu'il ne serait pas requis de recourir à ce type de transactions [transaction de vente avec le Producteur], visant à réduire l'énergie associée au contrat en base, au-delà de 2011. »⁴⁷

Pourquoi le besoin de flexibilité « accrue » n'existe-t-il plus au-delà de 2011?

Pour mitiger les risques de fluctuation des prix sur les marchés, le Distributeur aurait dû revendre les quelques 3,7 TWh sur une plus longue période, au lieu de concentrer les ventes en 2010 et 2011 où les prix de revente sont les plus faibles (voir la figure suivante).



Source : HQD, Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 1, page 24.

De plus, une vente progressive des surplus éventuels du Distributeur permettrait également au Distributeur d'ajuster ses volumes de vente en fonction de l'évolution des besoins et de ses contrats

⁴⁷ HQD-4, Document 1, page 25.

d'approvisionnements. À titre d'exemple, une vente plus étalée de la quantité vendue en 2010 aurait permis au Distributeur de prendre en compte la baisse de la contribution en énergie d'Éolien III ⁴⁸.

Une vente progressive des surplus étalée sur plusieurs années n'est pas plus spéculative que la vente effectuée par le Distributeur sur une période de deux ans, soit la période 2010-2011.

Les besoins énergétiques des Québécois pourraient fluctuer à la hausse comme à la baisse d'ici 2027, mais c'est presque sûr qu'ils n'évolueront pas exactement selon le scénario moyen de la prévision de la demande du Distributeur. L'approche déterministe du Distributeur dans la vente à perte au Producteur d'une quantité appréciable de l'énergie est donc inappropriée. Il faudrait plutôt étaler la vente sur plusieurs années, en l'ajustant en fonction de l'évolution des besoins et des ressources du Distributeur.

De plus, il est important de noter que les conventions d'énergie différée sont le seul outil pour le Distributeur de moduler, de façon inter-annuelle, les livraisons d'énergie sur un horizon de long terme (jusqu'en 2027). (La suspension ou la modulation des livraisons de TCE ne permettent pas de stocker l'énergie d'une année pour l'utiliser ultérieurement, en fonction des besoins du Distributeur). L'établissement des volumes de vente doit donc tenir compte de cette réalité.

Finalement, selon ma compréhension de la décision D-2008-076 (page 6)⁴⁹, la vente des surplus énergétiques est conforme aux conventions d'énergie différée, en autant que les reports n'aient pas été

⁴⁸ Notons la question 12.2 de la DDR no. 2 de la Régie et la réponse du Distributeur :

« 12.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a toujours l'intention d'avoir recours à une transaction de vente avec le Producteur pour 2011, compte tenu des révisions apportées aux tableaux de la question précédente. Veuillez justifier.

Réponse :

La révision présentée à la réponse à la question 12.1 montre que le solde d'énergie différée serait écoulé à la fin de l'hiver 2025 après l'intégration des quantités octroyées lors du 3e appel d'offres éolien.

L'objectif du Distributeur étant d'écouler le solde d'ici la fin des contrats, soit au cours de la période 2025-2027, ce résultat ne modifie en rien l'utilisation des transactions de vente avec le Producteur pour 2011." (mes soulignés).

Dans sa réponse, le Distributeur justifie la vente au Producteur en 2011 par son « objectif » annoncé pour la première fois de ramener à zéro le solde dès 2025, alors qu'auparavant, il justifiait la même transaction en invoquant l'impossibilité pour lui de ramener le solde à zéro à l'échéance des conventions, soit en 2027. On note le changement de date (de 2027 à 2025) et de motif (de l'impossibilité à l'objectif fixé par le Distributeur).

À mon avis, la question qu'on se pose concerne la pertinence de la vente à perte au Producteur en 2011. Il est inapproprié pour le Distributeur de justifier cette vente par un objectif qu'il fixe lui-même.

faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois.

Recommandation

Je recommande respectueusement que la Régie indique au Distributeur que, lorsqu'il doit revendre une certaine quantité d'énergie sur les marchés, cette vente doit se faire de façon progressive sur plusieurs années, en fonction de l'évolution des besoins et de ses ressources et dans le respect des contrats et conventions signés. L'établissement des volumes de vente doit tenir compte du fait que les conventions d'énergie différée sont le seul outil de gestion permettant la modulation inter-annuelle des livraisons d'énergie sur un horizon de long terme.

6. FLEXIBILITÉ DU PLAN

Selon l'article 30 du *Guide de dépôt*, le Distributeur doit présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, en précisant « *les moyens pour répondre aux besoins imprévisibles ou composer avec des besoins plus faibles que prévus* ».

Dans sa décision D-2010-099 (p. 15), la Régie a exigé une démonstration du Distributeur dans le présent Plan de la maximisation de l'utilisation de ses contrats afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues de la demande sur la période 2011-2020 :

« [61] (...) Le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020 représentera l'occasion pour le Distributeur de présenter et de justifier ses prévisions de besoins en énergie et en puissance sur cette période, ainsi que tous les moyens qu'il entend prendre pour répondre à ses besoins, y compris, le cas échéant, l'absence de besoins supplémentaires. Le Distributeur devra démontrer qu'il maximisera l'utilisation de ses contrats d'approvisionnements afin de pallier à un moindre

⁴⁹ « La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011) que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020), et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois.

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 (voir section 3.4). »

coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020.».

La flexibilité du Plan, c'est-à-dire sa capacité d'ajuster à un moindre coût ses approvisionnements et ses reventes à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande, est importante pour les consommateurs québécois. On se rappelle que, ces dernières années, les consommateurs ont dû assumer des centaines de millions de dollars payés à TCE et au Producteur en raison de la baisse de la demande du secteur industriel.

Afin de faire face à une hausse de la demande à plus long terme, la stratégie du Distributeur consiste à rappeler davantage d'énergie du compte d'énergie différée et/ou à programmer davantage de livraisons du contrat cyclable⁵⁰. Cette stratégie comprend également le devancement du redémarrage de la centrale de TCE ou la contribution additionnelle associée à des livraisons modulables de TCE, le cas échéant⁵¹.

Cette stratégie fait appel à l'utilisation accrue de l'énergie peu coûteuse des contrats en base et cyclable avec le Producteur⁵² et l'énergie de TCE – une source existante – dont le coût de devancement du redémarrage (ou le coût marginal) pourrait être relativement faible. Elle permettrait donc la minimisation des coûts d'approvisionnements dans l'éventualité d'une évolution plus forte des besoins québécois.

Dans le cas d'une évolution plus faible de la demande, la stratégie du Distributeur consiste, entre autres, à ajuster les quantités d'énergie différée et rappelée dans le contexte où le solde à la fin des conventions demeure un enjeu⁵³. Cette possibilité serait donc limitée. La stratégie du Distributeur comprend également la mise en place de transactions financières avec le Producteur pour réduire les quantités d'énergie du contrat en base, à l'image de celles utilisées en 2010 et en 2011⁵⁴. Elle envisage aussi si requis l'augmentation de la revente⁵⁵.

⁵⁰ HQD-4, Document 8, page 36 (Réponse du Distributeur à la question 23.1 de UC).

⁵¹ HQD-4, Document 1, page 19 (Réponse du Distributeur à la question no. 11.1 de la DDR no. 2 de la Régie).

⁵² Les prix d'énergie des contrats en base et cyclable sont respectivement de 5,2 ¢/kWh et 5,6 ¢/kWh en 2010 selon HQD (Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 1, page 21).

⁵³ HQD-4, Document 1, page 19 (Réponse du Distributeur à la question no. 11.1 de la DDR no. 2 de la Régie).

⁵⁴ HQD-4, Document 1, pages 19-20 (Réponse du Distributeur à la question no. 11.1 de la DDR no. 2 de la Régie).

⁵⁵ HQD-4, Document 1, page 20 (Réponse du Distributeur à la question no. 11.1 de la DDR no. 2 de la Régie).

Ces éléments de la stratégie du Distributeur, en cas d'une baisse de la demande, ne feraient que répéter les mêmes actions prises ces dernières années. Or, on sait que ces dernières ont résulté en des coûts très élevés pour les consommateurs québécois. Il faudrait donc les actualiser et étudier d'autres alternatives potentielles, par exemple le stockage d'énergie et le partage de l'énergie de TCE avec le Producteur ou avec d'autres partenaires potentiels (voir discussion précédente sur ces alternatives potentielles).

7. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS DESTINÉS À LA SATISFACTION DES BESOINS DE POINTE⁵⁶

Puissance additionnelle requise

Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une *réserve* suffisante pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de ses ressources. Le Distributeur calcule la réserve en puissance en utilisant le critère de fiabilité en puissance utilisé par la presque totalité ou la totalité des services publics nord-américains de l'industrie électrique. Ce critère exige que l'espérance mathématique de déficit en puissance soit égal ou inférieur à 0,1 jour par année.

La quantité de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins prévus, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques⁵⁷ des ressources déployées par le Distributeur.

La réserve s'ajoute à la demande (ou besoin) à la pointe pour former la « *puissance requise* ».

Pour une année donnée, l'écart positif entre la puissance requise et les capacités des ressources prévues indique la *puissance additionnelle requise* (PAR), c'est-à-dire les quantités d'électricité additionnelles requises pour assurer la fiabilité en puissance.

La prévision de la demande de pointe⁵⁸ et la détermination de la réserve en puissance impliquent normalement des calculs complexes. Elles requièrent un volume de données relativement élevé et

⁵⁶ Besoins en puissance.

⁵⁷ Taux de panne et d'entretien, par exemple.

⁵⁸ Le Distributeur a confirmé que sur les 10 prochaines années, il a établi la prévision à long terme de ses besoins en puissance à la pointe d'hiver sans croire à l'effet d'un progrès technologique majeur ou d'un changement de comportement social pouvant changer le modèle actuel de gestion intégrée du réseau électrique de distribution (HQD-4, Document 2, page 11, Réponse du Distributeur à la question no. 4 de l'ACEF de l'Outaouais).

d'hypothèses de travail. L'imprécision de ces calculs pourrait causer des impacts négatifs sur les coûts que supportent les consommateurs. C'est pourquoi il serait important d'accorder beaucoup d'attention aux méthodes de calculs de la prévision de la demande⁵⁹ et de la réserve en puissance.

Dans le présent dossier, le Distributeur a pris l'initiative d'ajouter une provision de 100 MW pour l'année courante et de 250 MW à moyen terme sur la réserve en puissance déterminée par son modèle d'évaluation de la fiabilité (Modèle MARS – Multi-Area Reliability Simulation Model, commercialisé par General Electric)⁶⁰.

En novembre 2010, le Distributeur évalue la puissance additionnelle requise en considérant une puissance installée totale de 500 MW pour le projet Éolien III. En mars 2011, il révisé ses calculs, suite à une question de la Régie, en considérant une puissance totale de 291 MW seulement (voir la comparaison de certaines caractéristiques techniques d'Éolien III au tableau ci-dessous).

Comparaison de certaines caractéristiques techniques d'Éolien III					
			Sc. 500 MW	Sc. 291 MW	Écart
Puissance nominale (MW)			500	291,4	-208,6
Contribution en puissance à 30% (MW) *			150	87,4	-62,6
Énergie annuelle (TWh)			1,6	0,9	-0,7
Facteur d'utilisation			36,5%	35,3%	
*: le ratio de 30% est indiqué à HQD-1, Doc. 1, p. 26 et 38.					

⁵⁹ Selon notre compréhension de la réponse du Distributeur à la question f) de l'ACEF de l'Outaouais, le Distributeur n'a pas pris en compte dans sa prévision de la demande (scénario moyen) les impacts potentiels du projet de Lecture à distance (LAD) et de l'option de tarification différentielle dans le temps dans le secteur résidentiel:

« f) La réduction attendue de la demande en pointe liée au projet LAD est-elle prise en compte dans la prévision des besoins en puissance visés par le Plan pour les années post 2012-2013 (Tableau 2.1-4)?

Réponse :

Non. Voir les réponses aux questions 1.a et 6.b. » (HQD-4, Document 2, page 16).

⁶⁰ HQD-1, Document 1, pages 36 à 37.

Selon les calculs du Distributeur, en tenant compte d'une puissance installée de 291 MW pour le projet Éolien III, la puissance additionnelle requise serait de 430 MW en 2015-2016, et de 1 150 MW en 2019-2020 (voir le tableau suivant).

Suite à cette mise à jour, la contribution en puissance d'Éolien III serait de 62,6 MW de moins que celle considérée antérieurement (voir le tableau précédent). Cependant, la prise en compte de la puissance révisée d'Éolien III entraînerait un ajout de « *puissance additionnelle requise* » d'environ 100 MW, comme le montre le tableau suivant.

Comparaison des puissances additionnelles requises (MW)			
(après contribution des marchés de court terme)			
	Sc. 500 MW (Réf. 1)	Sc. 291 MW (Réf. 2)	Écart
2010-2011			0
2011-2012			0
2012-2013			0
2013-2014			0
2014-2015			0
2015-2016	330	430	100
2016-2017	630	720	90
2017-2018	820	920	100
2018-2019	980	1070	90
2019-2020	1050	1150	100
Réf. 1: HQD-1, Doc. 1, p. 53, tableau 4.4-4			
Réf. 2: HQD-4, Doc. 1, p. 22.			

On note que le Distributeur a retenu les mêmes quantités de réserve en puissance dans les deux scénarios (scénario de 500 MW et scénario de 291 MW) [voir le tableau suivant].

Comparaison des quantités de réserve calculées par HQD			
	Sc. 500 MW (Réf. 1)	Sc. 291 MW (Réf. 2)	Écart
2010-2011	3466	3466	0
2011-2012	3672	3672	0
2012-2013	3920	3920	0
2013-2014	4154	4154	0
2014-2015	4273	4273	0
2015-2016	4353	4353	0
2016-2017	4382	4382	0
2017-2018	4401	4401	0
2018-2019	4417	4417	0
2019-2020	4424	4424	0
Réf. 1: HQD-1, Doc. 1, p. 53, tableau 4.4-4			
Réf. 2: HQD-4, Doc. 1, p.22.			

Stratégie proposée par le Distributeur

Pour combler les besoins en puissance à partir de l'hiver 2015-2016, le Distributeur soumet qu'il privilégiera, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation⁶¹. Il décrit les actions envisagées à cet effet comme suit :

« À cet effet, le Distributeur sollicitera l'intérêt des différents fournisseurs potentiels de services pour une éventuelle participation dans le cadre d'un appel d'offres ciblé en gestion de la consommation. Cette sollicitation permettra de mieux cerner l'offre de tels services, ainsi que les conditions auxquelles ils peuvent être livrés. »⁶² (mes soulignés).

On note que l'action envisagée par le Distributeur pour « privilégier » dans un premier temps les moyens de gestion de la consommation a plutôt une portée restreinte, se limitant à une sollicitation de

⁶¹ HQD-1, Document 1, page 47, lignes 3 à 4.

⁶² HQD-1, Document 1, page 47, lignes 4 à 8.

l'intérêt des fournisseurs de service potentiels, pour une éventuelle participation dans le cadre d'un appel d'offres ciblé en gestion de la consommation⁶³.

D'autre part, le Distributeur croît qu'il y a de l'incertitude quant au potentiel lié à la gestion de la consommation⁶⁴.

Le Distributeur propose, dans le présent Plan, une stratégie d'acquisition de nouvelles ressources en puissance impliquant deux démarches :

- Accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins;
- Lancer un appel d'offres.⁶⁵

Il considère qu'un appel d'offres pour de nouveaux moyens devrait être lancé au plus tard en 2013, « *étant donné les besoins soutenus en puissance qui apparaissent à partir de l'hiver 2015-2016* »⁶⁶.

Sa stratégie s'articule donc autour du lancement d'un appel d'offres ouvert, pour la première fois, aux fournisseurs localisés dans les marchés limitrophes⁶⁷. Selon le Distributeur, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre sont particulièrement intéressants car d'importantes quantités de ressources y sont disponibles en hiver⁶⁸.

Dans cette éventualité, des coûts de transport additionnels pourraient être imputés aux consommateurs québécois pour l'intégration de nouvelles livraisons à partir de différents points d'interconnexion du réseau du Transporteur ou de nouvelles capacités d'interconnexion⁶⁹.

⁶³ Dans le passé, les moyens de gestion de la consommation (gestion de la pointe) déployés par le Distributeur sont les programmes de bi-énergie, les options d'électricité interruptible et de génératrice d'urgence ainsi que le programme de chauffe-eau à trois éléments. (HQD-4, Document 2, page 3, Réponse du Distributeur à la question no. 1 de l'ACEF de l'Outaouais).

⁶⁴ HQD-1, Document 1, page 47, ligne 13.

⁶⁵ HQD-1, Document 1, page 47, lignes 21-25.

⁶⁶ HQD-1, Document 1, page 49, lignes 6 à 8.

⁶⁷ HQD-4, Document 1, page 34 (Réponse du Distributeur à la question 18.1 de la DDR no. 2 de la Régie).

⁶⁸ HQD-1, Document 1, page 47, lignes 17 à 21.

⁶⁹ HQD-4, Document 1, page 34, Réponse du Distributeur à la question 18.1 de la Régie.

À cet égard, le Distributeur confirme qu'il est possible que les investissements réalisés pour accroître la capacité d'importation puissent permettre d'accroître la capacité d'exportation⁷⁰.

Il est à noter que l'importation éventuelle de l'électricité pour satisfaire les besoins de puissance de pointe des consommateurs québécois requiert normalement l'utilisation des capacités d'interconnexion pour un nombre d'heures restreint pendant une année donnée, alors que les exportations d'électricité telles celles effectuées par Hydro-Québec Production sur ces marchés s'effectuent normalement pendant une période plus longue. Il serait donc requis que le Distributeur connaisse toutes les implications financières et techniques de l'installation potentielle de nouveaux équipements de transport envisagés avant de lancer un appel d'offres.

Par ailleurs, l'importation d'électricité, au delà d'un niveau jugé acceptable par la Régie jusqu'à présent, pourrait rendre les consommateurs québécois plus dépendants des marchés étrangers. Il serait donc souhaitable de s'assurer que tous les moyens économiques de gestion de consommation auront été étudiés et déployés.

À cet effet, notons que les appels au public de réduction de consommation faits par Hydro-Québec ont permis d'effacer entre 300 et 800 MW lors des périodes de pointe de la période 2004-2011 (voir détail à la réponse du Distributeur à la question 4.2 de l'UMQ, HQD-4, Document 9, page 8).

Le Distributeur reconnaît, en réponse à la question no. 8 de l'ACEF de l'Outaouais⁷¹, que « *l'appel au public est un moyen de gestion opérationnel de la demande de pointe* », mais il n'est pas considéré dans la planification des moyens « *car son effet sur la demande est imprévisible et incertain* ».

Cet argument du Distributeur serait illogique puisque la *réserve en puissance* que le Distributeur ajoute au besoin des consommateurs a pour but justement de tenir compte des aléas de la demande et des ressources. Pour preuve, le Distributeur prend d'importantes provisions pour tenir compte de « *l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en puissance*⁷² ».

La quantité de puissance que le Distributeur peut réduire suite aux appels au public pendant les périodes de fortes charges et aux campagnes d'information et de sensibilisation est certes difficile à prévoir, mais elle n'est pas plus « imprévisible » que les aléas de la demande dont la variabilité est prise en compte dans la détermination de la réserve.

⁷⁰ HQD-4, Document 1, page 35, Réponse du Distributeur à la question 18.3 de la Régie.

⁷¹ HQD-4, Document 2, pages 19 à 20.

⁷² HQD-1, Document 1, page 36.

Considérant la possibilité que le Distributeur doive importer davantage d'électricité pour satisfaire les besoins de pointe dont le prix et les risques pourraient être importants, serait-il souhaitable que le Distributeur augmente ses efforts dans la conception et le déploiement des moyens de gestion de la consommation tels que les appels au public et les campagnes d'information?

Dans ce dossier, le Distributeur a refusé de fournir un estimé des coûts associés aux appels au public de janvier 2011 pour réduire leur consommation (300 MW) lors des heures les plus chargées du réseau⁷³.

Pour les prochaines années, les coûts associés aux appels au public seraient fort probablement inférieurs à ceux requis pour importer une quantité d'électricité équivalente à celle qui serait effacée suite aux appels au public et pour construire, le cas échéant, de nouvelles installations de transport et d'interconnexion. Par ailleurs, les appels au public n'ont aucun impact négatif sur l'environnement. En somme, ces derniers constitueraient un outil économique et respectueux de l'environnement permettant au Distributeur de réduire la facture des livraisons en puissance lors des heures les plus chargées du réseau.

Il est à signaler aussi qu'une réduction de la demande de pointe des consommateurs québécois a le potentiel de diminuer leur facture de transport d'électricité par des montants annuels appréciables, car le tarif de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie applicable à la charge locale se base sur sa demande de pointe et représenterait le taux unitaire (\$/kW) le plus élevé en Amérique du Nord.

Recommandation

Je recommande respectueusement que la Régie exige que le Distributeur fournisse des justifications et démonstrations plus élaborées relativement à la provision supplémentaire de la réserve en puissance et la non-prise en compte de l'appel au public dans la planification des moyens de gestion de la pointe, car celles-ci ont des incidences directes sur la quantité de puissance additionnelle requise et la date de l'appel d'offres anticipé par le Distributeur.

Ressources potentielles de moyens de gestion de la pointe

L'évaluation de la puissance additionnelle requise présentée par le Distributeur dans le présent dossier se base sur une contribution supplémentaire en puissance calculée à 15% de la puissance installée des éoliennes dans le cadre de l'EGM. Le Distributeur reconnaît que cette contribution supplémentaire

⁷³ HQD-4, Document 2, page 20 (Réponse du Distributeur aux questions 8b et 8c de l'ACEF de l'Outaouais).

pourrait être de 25%⁷⁴, ce qui pourrait fournir 313 MW additionnels à partir de 2015-2016 selon mon estimation (voir le tableau suivant).

Contribution en puissance de l'EGM (MW)			
	Sc. 15% (Réf. 1)	Sc. 25% (*)	Écart
2010-2011	156	260	104
2011-2012	169	282	113
2012-2013	275	458	183
2013-2014	359	598	239
2014-2015	411	685	274
2015-2016	470	783	313
2016-2017	470	783	313
2017-2018	470	783	313
2018-2019	470	783	313
2019-2020	470	783	313
Réf. 1: HQD-4, Document 1, p. 22			
*: mes calculs (au prorata)			
Scénario à 25% des puissances installées des éoliennes: HQD-1, Doc. 1, p.60, lignes 1-2.			

D'autre part, le Distributeur a retenu 850 MW de puissance interruptible dans son évaluation des moyens de pointe, au lieu du niveau de 1 000 MW retenu antérieurement⁷⁵.

⁷⁴ En effet, le Distributeur évalue présentement différentes possibilités pour obtenir plus de puissance complémentaire :

« 24.3 Veuillez indiquer les avantages et les coûts associés à une contribution en puissance complémentaire de 25 % plutôt que de 15 %.

Réponse :

Les avantages à l'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée seraient surtout reliées à la possibilité d'appeler facilement des quantités plus importantes d'énergie, afin d'être en mesure d'utiliser autant que possible les surplus d'énergie en été pour alimenter les besoins d'hiver.

Pour atteindre cet objectif, le Distributeur évalue présentement différentes possibilités. L'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée est une des solutions envisagées. Il est par conséquent prématuré d'en évaluer les coûts. » (HQD-4, Document 1, page 50, Réponse du Distributeur à la question no. 24.3 de la Régie).

L'occurrence combinée de ces deux moyens supplémentaires pourrait permettre de réduire les quantités de puissance additionnelle requise et de reporter d'un an la date de livraisons anticipée par le Distributeur selon sa stratégie (voir le tableau suivant).

Ces deux moyens de contributions supplémentaires potentielles se trouvant tous au Québec, ils ont donc l'avantage de ne pas nécessiter d'installations de transport et d'interconnexion additionnelles.

Puissance additionnelle requise [PAR] (MW) selon diverses éventualités (excluant la prise en compte d'autres moyens de gestion potentiels)				
	PAR [Sc. 291 MW ÉOL III] (Réf. 1)	Réduction de la PAR par le Scénario 25% EGM	Réduction de la PAR par l'ajout de 150 MW d'interruptible	PAR modifiée
2010-2011		104		
2011-2012		113		
2012-2013		183		
2013-2014		239		
2014-2015		274		
2015-2016	430	313	150	-33
2016-2017	720	313	150	257
2017-2018	920	313	150	457
2018-2019	1070	313	150	607
2019-2020	1150	313	150	687
Réf. 1: HQD-4, Doc. 1, p. 22.				

À mon avis, la stratégie du Distributeur pour satisfaire les besoins de pointe des consommateurs devrait comporter en priorité la recherche de moyens économiques et respectueux de l'environnement au Québec tels la gestion de la pointe et l'augmentation de l'interruptible. Chaque mégawatt supplémentaire obtenu par ces moyens aura pour effet de réduire la dépendance aux marchés

⁷⁵ HQD-1, Document 1, page 36, lignes 15 à 16.

HQD-1, Document 1, page 26, lignes 10 à 11 :

« Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge auront permis au Distributeur d'interrompre des charges variant de 546 MW à 851 MW depuis l'hiver 2003-2004. Compte tenu de l'historique des quantités offertes par la clientèle, le Distributeur compte dorénavant, à plus long terme, sur un potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible. Le Distributeur continuera de déployer tous les efforts requis afin d'accroître ce potentiel. Le cas échéant, le potentiel inscrit au bilan de puissance sera ajusté en conséquence. »

étrangers et de donner au Distributeur plus de temps pour choisir des moyens de gestion de la pointe économiques, flexibles et adaptés aux besoins des consommateurs québécois.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, je recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de chercher en priorité davantage de moyens de gestion de la pointe économiques et respectueux de l'environnement au Québec, par exemple les appels au public pour réduire leur consommation aux heures les plus chargées du réseau et l'option d'interruptible, et de lui faire rapport régulièrement selon l'échéancier que fixera la Régie.