

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DOSSIER R-3748-2010**

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-  
2020 D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION**

**UNION DES CONSOMMATEURS**

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

**26 mai 2011**

## 1. CONTEXTE ET BUT DU RAPPORT

Ce rapport est complémentaire à mon rapport d'expert soumis à la Régie par l'Union des consommateurs (UC) sous la cote C-UC-0017. Il présente mes opinions et conclusions complémentaires relatives à certaines propositions d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) suite à mon examen des compléments de réponse du Distributeur aux questions des intervenants<sup>1</sup> et des réponses du Distributeur à la demande de renseignements no. 3 de Régie de l'énergie (la Régie).

Mes commentaires et opinions complémentaires portent sur les sujets suivants:

- Caractéristiques des contrats envisagés et objectif de minimisation des coûts associés aux stratégies d'approvisionnement;
- Démonstration relative à la minimisation des coûts des stratégies d'approvisionnement;
- Entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE;
- Entente globale de modulation avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur);
- Entente de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur;
- Disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée;
- Suspension des livraisons de la centrale de TCE.

## 2. CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS ENVISAGÉS ET OBJECTIF DE MINIMISATION DES COÛTS ASSOCIÉS AUX STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

Selon ma compréhension, les stratégies d'approvisionnement proposées par le Distributeur dans le présent Plan devraient être examinées en conformité avec le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (Règlement sur le plan) et le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*<sup>2</sup> (Guide de dépôt).

---

<sup>1</sup> En date du 18 mai 2011.

<sup>2</sup> Régie de l'énergie, Guide de dépôt, version du 11 juin 2010.

Le paragraphe 3 de l'article 1 du *Règlement sur le plan*<sup>3</sup> prévoit que le plan d'approvisionnement doit contenir « *les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années [...], concernant les approvisionnements additionnels requis [...], et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :*

- a) *Les différents produits, outils ou mesures envisagés;*
- b) *Les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;*
- c) *Les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques;*
- d) *Le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate;*
- e) *L'avancement et les résultats atteints par le plan d'approvisionnement précédent.»*

Selon mon expérience, il est normal, dans l'élaboration des stratégies d'approvisionnement en électricité, que l'on définisse clairement à la fois les risques financiers et les risques reliés à la sécurité et à la fiabilité énergétique des consommateurs découlant du déploiement de ces stratégies. Il ne serait pas suffisant de présenter seulement les bilans en énergie et en puissance, sans discuter de ces risques et des mesures pour atténuer les impacts des stratégies proposées.

Concernant les stratégies d'approvisionnement, le paragraphe 31 du *Guide de dépôt* exige que le Distributeur démontre entre autres, que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible compte tenu des risques :

*« 31. Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.» (mes soulignés)*

Dans sa décision D-2011-064 (page 5), la Régie note que plusieurs des demandes d'ordonnance soumises par certains intervenants, dont UC, portent sur les coûts des stratégies d'approvisionnement. Elle y rappelle plusieurs extraits de ses décisions D-2011-011 et D-2011-029 concernant la démonstration que les stratégies retenues devraient permettre la minimisation des coûts:

---

<sup>3</sup> Gouvernement du Québec, *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, Loi sur la Régie de l'énergie.

26 mai 2011

No de dossier: R-3748-2010

Rapport d'expertise complémentaire de Co Pham

Page 4

« [44] [...] la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. [...]

[45] La Régie n'exclut donc pas la question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement dans le cadre du présent dossier. Ces coûts, sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, sont pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précision adapté à ces horizons. [...]

« [22] En conséquence, ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, que celui-ci doit décrire dans le cadre du Plan et l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques. À cet égard, la Régie précise qu'elle considère important que le Distributeur soit explicite quant aux objectifs et stratégies qu'il privilégie, aux coûts et risques associés à ces stratégies et aux impacts de celles-ci sur les bilans en puissance et en énergie à l'horizon du Plan. » (mes soulignés).

Le paragraphe 12 de la décision D-2011-064 précise que les coûts estimés associés aux nouvelles stratégies d'approvisionnement doivent être fournis par le Distributeur aux fins d'évaluation des stratégies d'approvisionnement qu'il propose:

« [12] En conséquence de ces constats et des extraits de décision précités, la Régie est d'avis que les coûts et revenus estimés associés aux achats de court terme et à la revente ainsi que les coûts estimés associés aux nouvelles stratégies d'approvisionnement doivent être fournis. Une estimation de ces coûts, de même que les coûts des moyens d'approvisionnement existants, permettent de comparer les stratégies les unes par rapport aux autres et d'évaluer si le recours à certains moyens d'approvisionnement plutôt que d'autres devrait être favorisé. » (mes soulignés).

L'utilisation par la Régie des expressions « *coûts générés par les stratégies d'approvisionnement* » et « *coûts estimés ... doivent être fournis* » précise sans aucune confusion possible que ces coûts ne doivent pas nécessairement être précis ou exacts au point d'avoir à attendre la conclusion finale des négociations avec les fournisseurs. (On trouvera plus loin mes commentaires spécifiques sur les réponses complémentaires du Distributeur relatives à certaines nouvelles stratégies proposées par le Distributeur).

Le paragraphe 13 de la décision D-2011-064 reproduit ci-dessous explicite de plus qu'il ne s'agit pas de dévoiler les coûts exacts qui font présentement l'objet de négociations. Elle indique toutefois d'une certaine manière la façon d'établir des coûts estimés dans le cas de l'entente globale de modulation:

*« [13] La Régie note également que plusieurs questions portent sur l'entente globale de modulation qui sera soumise pour approbation à la Régie à l'automne 2011. La Régie est d'avis que le Distributeur doit être plus explicite quant aux coûts et risques associés à l'entente globale de modulation. Il importe d'examiner les formules des prix, les bases ou références du prix qui permettront de juger de son acceptabilité, sans en connaître les coûts exacts qui font présentement l'objet de négociations. » (mes soulignés).*

En somme, selon ma compréhension, la démonstration que les stratégies retenues permettraient de minimiser les coûts à être supportés par les consommateurs est incontournable selon le *Guide de dépôt* et plusieurs décisions de la Régie. Pour ce faire, il importe d'effectuer des analyses économiques en utilisant des coûts estimés ou des formules de prix ou des prix de référence avec des précisions appropriées à leur examen, sans nécessairement à avoir à attendre la conclusion finale des négociations entre le Distributeur et ses partenaires commerciaux.

### **3. DÉMONSTRATION RELATIVE À LA MINIMISATION DES COÛTS DES STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT**

#### **Respect du Guide de dépôt et des décisions D-2011-011, D-2011-029, et D-2011-064**

Lisons en premier lieu la question 22.1 de UC et le complément de réponse du Distributeur:

« Demandes :

22.1 Veuillez « *démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.* », conformément au Guide de dépôt et à la décision D-2011-011.

[...]

Complément de réponse :

Le plan d'approvisionnement est un outil de planification par lequel le Distributeur présente la stratégie qu'il entend déployer pour assurer, l'équilibre du bilan en énergie et du bilan en puissance sur un horizon de long terme. La démonstration de la minimisation des coûts se fait lors du déploiement de la stratégie présentée dans le plan d'approvisionnement.

Le présent plan d'approvisionnement fait la démonstration de la suffisance et de la fiabilité des moyens existants et identifie des nouveaux moyens (i.e. modulation des livraisons de la centrale de TCE et entente globale de modulation).

La démonstration de la minimisation des coûts des nouveaux moyens ne peut se faire dans le cadre du présent dossier puisque les détails ne sont pas définitifs ou connus. [...] » (HQD-5, Document 6, pages 10-11). (mes soulignés).

Dans son complément de réponse cité ci-haut, le Distributeur se prononce sur son interprétation du processus d'examen du Plan et énonce deux éléments lourds de conséquences pour la bonne marche du présent dossier. Selon lui:

- La démonstration de la minimisation des coûts se fait seulement lors du déploiement de la stratégie présentée dans le plan d'approvisionnement, c'est-à-dire **après** son examen dans le présent dossier et en supposant que ces stratégies soient approuvées par la Régie, et ce sans aucune information relativement à leurs coûts estimés;
- La démonstration de la minimisation des coûts des **nouveaux moyens** ne peut se faire dans le cadre du présent dossier puisque les détails ne sont pas définitifs ou connus.

Or, le paragraphe 41 de la décision D-2011-011 (page 11) se lit comme suit :

« [41] Dans la décision procédurale D-2008-002 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie a statué qu'en conformité avec le Guide de dépôt, **la minimisation des coûts des stratégies d'approvisionnement** faisait partie des sujets d'intérêt dans l'analyse du plan d'approvisionnement. En effet, pour le réseau intégré, le Distributeur doit, selon le Guide de dépôt :

« 31. Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et **démontrer** que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, **au plus bas coût possible** compte tenu des risques. »  
(mes soulignés).

La décision D-2011-011 et l'article 31 du Guide de dépôt, contrairement aux énoncés du Distributeur, demandent clairement que la démonstration de la minimisation des coûts des stratégies d'approvisionnement se fasse dans le cadre de l'examen du Plan, et non lors du déploiement des stratégies.

Selon moi, il n'appartient pas au Distributeur de décider seul que « *La démonstration de la minimisation des coûts se fait lors du déploiement de la stratégie présentée dans le plan d'approvisionnement* », c'est-à-dire après l'examen du Plan, puisqu'un tel processus ne permettrait pas aux intervenants et à la Régie d'opter et de retenir les stratégies les plus performantes à tous les niveaux incluant leurs coûts.

Le Distributeur devrait respecter, au même titre que les intervenants, la procédure d'examen et les directives de la Régie, notamment les décisions D-2011-011, D-2011-029, et D-2011-064 (voir discussion sur cet aspect dans les sections précédentes).

Également, l'affirmation du Distributeur à l'effet que « *La démonstration de la minimisation des coûts des nouveaux moyens ne peut se faire dans le cadre du présent dossier puisque les détails ne sont pas définitifs ou connus.* » est clairement contraire aux paragraphes 12 et 13 de la décision D-2011-064 cités précédemment.

26 mai 2011

No de dossier: R-3748-2010

Rapport d'expertise complémentaire de Co Pham

Page 7

En somme, il m'apparaît que la position du Distributeur à l'égard de la démonstration relative à la minimisation des coûts, telle qu'exprimée dans sa réponse complémentaire à la question 22.1 de UC, ne respecte pas le *Guide de dépôt* (article 31) et la décision D-2011-011 (paragraphe 41 et 44) de la Régie.

La Régie devrait donc demander au Distributeur de réviser sa démonstration dans les plus brefs délais pour la bonne marche du dossier. En effet, suite à la réception de la démonstration révisée du Distributeur, la Régie et les intervenants pourront apprécier la pertinence et les avantages économiques des nouveaux contrats envisagés par le Distributeur, ainsi que bonifier les stratégies proposées par le Distributeur considérant leurs préoccupations et expériences respectives.

Pour démontrer que le Plan permet de minimiser les coûts des approvisionnements, je suggère que le Distributeur utilise l'approche des comparaisons économiques pour chacune des stratégies qui sont susceptibles d'influencer significativement la rentabilité du Plan. Dans le cas qui nous occupe, les stratégies « Modulation des livraisons de la centrale de TCE », « Entente globale de modulation avec le Producteur », et « Transactions financières entre le Distributeur et le Producteur » pourraient très bien faire chacune l'objet de comparaisons économiques. Notons que le Distributeur a utilisé avec succès l'approche des comparaisons économiques dans les dossiers « Conventions d'énergie différée » et « Suspension des livraisons de la centrale de TCE ». Il importe maintenant que le Distributeur apporte des adaptations appropriées pour le présent dossier.

Le coût estimé d'une stratégie donnée n'a pas besoin d'être précis ou exact, puisqu'on peut effectuer des études de sensibilité de certains paramètres (études paramétriques). À titre d'exemple, le prix de l'électricité sur les marchés était retenu pour les études paramétriques dans le dossier portant sur les conventions d'énergie différée. Pour le présent dossier, le Distributeur peut choisir des paramètres pertinents et adopter un niveau de précision approprié pour chacune des stratégies sous étude. Ainsi, il n'est pas nécessaire d'attendre l'aboutissement des négociations pour étudier les avantages économiques et les impacts d'une entente en état de négociation. De plus, la Régie et les intervenants auront une bonne idée des paramètres qui influencent les avantages et bénéfices des stratégies sous étude.

Advenant le cas où la démonstration de minimisation des coûts du Distributeur comporte certaines données confidentielles, les intervenants qui désirent consulter cette démonstration devront s'engager à maintenir la confidentialité des données selon la procédure en vigueur de la Régie.

### Données requises

Afin d'analyser les bases techniques et économiques des stratégies proposées par le Distributeur, certaines données relatives aux coûts estimés des contrats envisagés sont requises. C'est pourquoi UC a formulé les questions 22.1 à 22.4 dans sa DDR no. 1.

À l'égard des coûts estimés, la Régie a jugé que le Distributeur doit fournir les coûts estimés demandés par UC, à l'exception des coûts fixes et variables à payer en vertu d'une éventuelle entente de modulation avec TCE (2<sup>ème</sup> puce de la question 22.3 de UC) :

« [82] Par sa question 22.1, l'UC demande au Distributeur de démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle, et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques, conformément au *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* et à la décision D-2011-011. Pour ce faire, l'intervenante demande au Distributeur, à la question 22.2, de fournir tous les coûts, sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précisions adapté à ces horizons. Par sa question 22.3, l'UC demande au Distributeur de préciser si les coûts fournis en réponse à sa question 22.2 incluent ou non les coûts suivants et de les fournir, le cas échéant :

- coûts fixes et variables lors d'une suspension de la production de la centrale de TCE;
- coûts fixes et variables à payer éventuellement à TCE pour obtenir des livraisons modulables de la centrale de TCE;
- prime de puissance et pertes économiques liées aux transactions financières (ou transaction de vente) avec le Producteur;
- coûts reliés à l'entente globale de modulation;
- coût des contrats patrimoniaux et postpatrimoniaux;
- pertes et/ou gains reliés à la revente d'énergie.

[83] L'UC demande au Distributeur, à la question 22.4, d'élaborer sa réponse et de fournir les chiffriers Excel pertinents à l'analyse de sa démonstration.

[84] En conséquence des paragraphes 8 à 13 et 72 de la présente décision, la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 22.1 à 22.4 de l'UC, à l'exclusion de la demande de fournir les coûts fixes et variables à payer en vertu d'une éventuelle entente de modulation avec TCE (2e puce de la question 22.3). » (D-2011-064, pages 19-20).

26 mai 2011

No de dossier: R-3748-2010

Rapport d'expertise complémentaire de Co Pham

Page 9

Le Distributeur a fourni certains coûts globaux reliés strictement aux coûts d'approvisionnement associés aux moyens de gestion existants<sup>4</sup>; cependant, il omet de fournir deux données essentielles, soit premièrement le coût estimé associé au contrat éventuel de l'entente globale de modulation et deuxièmement la prime de puissance et les pertes économiques reliées aux transactions financières avec le Producteur (HQD-5, Document 6, page 12, tableau R-22.1 intitulé « Coûts d'approvisionnement associés aux moyens de gestion existants »).

Et ce n'est pas un oubli involontaire de la part du Distributeur, puisqu'il l'a mentionné explicitement dans son complément de réponse à la question 22.3 de UC :

« Complément de réponse :

À l'exception des coûts associés aux livraisons modulables de la centrale de TCE et ceux reliés à l'entente globale de modulation, tous les coûts énumérés à la question 22.3 sont inclus dans les coûts présentés en réponse à la question 22.2. De plus, pour des raisons de confidentialité, les coûts fixes et variables de la centrale de TCE ne peuvent être dissociés des autres coûts d'approvisionnement de long terme." (HQD-5, Document 6, page 13). (mes soulignés).

Dans le cadre du présent dossier et selon ma compréhension de la preuve soumise par le Distributeur, les **nouveaux moyens de gestion**<sup>5</sup>, sont un élément central de la stratégie du Distributeur, il est donc

---

<sup>4</sup> Selon le Distributeur, les moyens de gestion existants, au-delà de la contribution de l'électricité patrimoniale et des contrats d'approvisionnement de long terme, sont :

- Entente d'intégration éolienne;
- Entente globale cadre;
- Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE;
- Conventions pour différer l'énergie des contrats avec le Producteur.

(HQD-1, Document 1, page 23, lignes 11 à 18).

<sup>5</sup> Le Distributeur considère, pour les premières années du Plan, comme nouveaux moyens de gestion les moyens suivants:

- La modulation des livraisons de la centrale de TCE;
- La mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée;
- La négociation d'une entente globale de modulation (HQD-1, Document 1, pages 42 à 43).

important d'en connaître les coûts estimés et non pas uniquement ceux des moyens existants déjà approuvés par la Régie.

Dans ces conditions, il m'est donc impossible d'apprécier les avantages économiques associés aux deux importantes nouvelles stratégies d'approvisionnement proposées par le Distributeur dans le présent dossier, soit la livraison modulable de la centrale de TCE et l'entente globale de modulation.

**Recommandation :**

Je recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de fournir aux intervenants et à la Régie dans les plus brefs délais une démonstration révisée de minimisation des coûts des stratégies proposées par le Distributeur, incluant les coûts estimés pertinents à l'analyse des contrats envisagés conformément au *Guide de dépôt* et aux décisions D-2011-011, D-2011-029 et D-2011-064 de la Régie.

Suite à la réception de ces renseignements, la Régie et les intervenants pourront apprécier la pertinence et les avantages économiques des nouveaux contrats envisagés par le Distributeur.

**4. ENTENTE DE MODULATION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE**

Concernant l'entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE, il est intéressant de lire la question no. 9.2 de UC et la réponse complémentaire du Distributeur:

*« 9.2 La centrale de TCE peut-elle fournir de l'énergie à l'année longue après l'éventuelle entente entre le Distributeur et TCE relativement à sa modulation? »*

*Réponse [avant la décision D-201-064] :*

*Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.*

Complément de réponse :

*Même si le Distributeur et TCE conviennent d'une suspension (arrêt pour une période d'un an) ou d'une entente de modulation (arrêt pour une période moindre qu'un an) de la production de la centrale de TCE, le Distributeur entend conserver le plein potentiel de production de la centrale*

---

Ces nouveaux moyens de gestion sont traités dans mon rapport d'expertise et dans le présent rapport complémentaire.

*pour combler ses besoins en énergie lorsque requis. » (HQD-5, Document 6, page 7).(mes soulignés).*

Le Distributeur se propose donc de négocier avec le fournisseur de recevoir des livraisons énergétiques variant entre 33% et 49% de la pleine capacité de la centrale de TCE sur une base annuelle de 2015 à 2025<sup>6</sup>, tout en conservant le plein potentiel de production de la centrale. Ceci impliquerait fort probablement des coûts supplémentaires pour le Distributeur qui ne sont ni estimés et ni soumis dans sa preuve<sup>7</sup>.

Sur le plan énergétique, la différence entre l'utilisation de la pleine capacité de la centrale TCE et ses livraisons modulées réside essentiellement en des livraisons à l'année longue dans le premier cas, et seulement en hiver dans le second cas. On se demande alors pourquoi le Distributeur désire conserver le plein potentiel de la centrale de TCE, alors qu'il prévoit avoir des surplus énergétiques en été et que la revente de ces surplus lui ferait perdre de l'argent.

Par ailleurs, les réponses complémentaires du Distributeur aux intervenants et à la DDR no. 3 de la Régie n'apportent aucun renseignement utile quant aux stratégies alternatives à la modulation des livraisons de TCE et au partage avec des tiers de l'énergie et des coûts de TCE.

En somme, on ne connaît pas les coûts estimés associés à la stratégie de modulation des livraisons de TCE proposée par le Distributeur ni les facteurs techniques et économiques qui nous permettraient de croire que cette stratégie serait plus économique que les stratégies alternatives telle le partage des livraisons de TCE et de ses coûts avec le Producteur ou avec d'autres intéressés<sup>8</sup>.

Dans ces circonstances, je maintiens donc ma recommandation formulée à la page 9 de mon rapport d'expert du 19 avril 2011 (pièce C-UC-0017) quant à la modulation des livraisons (MDL) de TCE:

---

<sup>6</sup> C-UC-0017, pp. 2 à 3.

<sup>7</sup> Dans sa décision D-2011-064 (page 20), la Régie a jugé que le Distributeur n'a pas à fournir les coûts fixes et variables à payer en vertu d'une éventuelle entente de modulation avec TCE.

<sup>8</sup> Dans sa décision D-2011-064 (pages 17 -18), la Régie est d'avis que le niveau de détails que le Distributeur doit fournir sur tout l'horizon du Plan n'a pas à être aussi élevé que pour les trois premières années du Plan.

« 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. » (pièce C-UC-0017, page 9).

## 5. ENTENTE GLOBALE DE MODULATION AVEC LE PRODUCTEUR

UC s'est renseignée auprès du Distributeur dans sa DDR no. 1 sur certaines caractéristiques techniques de l'entente globale de modulation (EGM), sur les conditions de prix des services rendus par le Producteur prévus par l'EGM ainsi que sur les impacts de l'EGM sur la revente d'énergie. Suite à une demande d'ordonnance de UC, la Régie a ordonné au Distributeur de répondre à la plupart des questions posées par UC sur ces sujets (voir la décision D-2011-064, paragraphes 88 à 96).

En ce qui concerne les caractéristiques de l'EGM, le Distributeur a fourni certains renseignements additionnels dans ses réponses complémentaires qui méritent d'être signalés:

« En ce qui concerne les quantités de puissance complémentaire, les récentes discussions indiquent qu'elles s'établiraient à **15 %** de la puissance des parcs éoliens en service commercial (pièce B-4-HQD-1, document 1, page 60, lignes 1 et 2). Même si la formule de prix s'y appliquant est toujours en négociation, le service de puissance complémentaire serait rémunéré **selon un indice de prix de marché de la puissance**, tel que le UCAP [...]. Toutefois, le Distributeur indique que les discussions en cours au sujet de l'entente globale de modulation **ne réfèrent plus à l'imposition d'un solde maximal de fin d'année**. De fait, la totalité du solde positif résiduel serait plutôt **rachetée par le Producteur**, à la fin de chaque année, à des conditions qui seraient avantageuses pour le Distributeur par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. **Les conditions de rachat seraient liées à un indice de marché.** » (HQD-5, Document 6, page 15, Compléments de réponses d'HQD à la DDR no.1 de UC).(mes soulignés).

Antérieurement à sa réponse complémentaire à UC, le Distributeur avait invoqué les avantages de l'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée, de l'ordre de 25% de la puissance totale des parcs éoliens. Ces avantages seraient surtout reliés à la possibilité d'utiliser en quantité relativement élevée les surplus d'énergie en été pour alimenter les besoins d'hiver (HQD-4, Document 1, page 50,

Réponse du Distributeur à la question no. 24.3 de la Régie). Ces avantages seraient atténués maintenant qu'il appert que le Distributeur et le Producteur s'entendraient pour établir le niveau de puissance complémentaire à seulement 15%.

Notons également que le Distributeur n'a pas fourni d'explications détaillées sur la rémunération du service de puissance complémentaire. Il n'a pas expliqué en quoi une rémunération de ce service selon un indice de prix de marché de la puissance tel que UCAP permettrait la minimisation des coûts d'approvisionnement.

Dans l'extrait ci-haut mentionné, le Distributeur formule une « promesse » que le rachat du solde à la fin de chaque année par le Producteur serait avantageux pour le Distributeur par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. Cependant, il n'a pas appuyé son affirmation par des démonstrations ou des analyses appropriées. Le Distributeur n'a pas discuté non plus des avantages ou des risques liés au rachat envisagé du solde de fin d'année du compte de modulation par le Producteur.

À mon avis, dans l'examen de la stratégie d'approvisionnement qui vise à conclure une entente globale de modulation avec le Producteur, il est important de bien en saisir les caractéristiques et les avantages économiques par rapport aux alternatives, ce que le Distributeur ne fait pas. Il ne fournit pas non plus le minimum d'informations requises (principalement sur les coûts envisagés) pour que les intervenants puissent à défaut le faire.

À cet égard, notons que les réponses complémentaires du Distributeur aux questions 24.4.a et 24.4.b de UC relativement aux caractéristiques et conditions spécifiques se rapportant à l'équilibrage éolien et à l'utilisation de l'énergie générée en été pour combler des besoins en hiver ne font que répéter le fonctionnement général prévu du compte de modulation<sup>9</sup> présenté antérieurement.

---

<sup>9</sup> Le fonctionnement « technique », sans aucune discussion sur les coûts estimés et les risques, de l'entente globale de modulation est décrit comme suit par le Distributeur:

« 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 ne trouve aucun renseignement additionnel pertinent dans le complément de réponses du Distributeur à cet égard, notamment les risques et les impacts de l'entente globale de modulation envisagée par le Distributeur.

Il s'agit donc d'une réponse complémentaire inadéquate, malgré la demande de la Régie dans sa décision D-2011-064 de « *donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation* » telle que notée par le Distributeur dans sa réponse complémentaire (voir HQD-5, Document 6, pages 16 à 17, réponses complémentaires aux questions 24.4.a et 24.4.b de UC).

La question 24.7 de UC porte sur l'évaluation des formules de prix applicables pour différents services rendus par le Producteur tels le service de puissance complémentaire s'ajoutant à la puissance propre des contrats éoliens (HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2) et le service de couverture des dépassements aux services complémentaires (HQD-1, Document 1, page 57, lignes 18 à 20). La réponse complémentaire du Distributeur à cette question est vague et ne fait que répéter son argument (« négociation en cours ») déjà rejeté par la Régie :

*« 24.7 Comment le Distributeur évalue-t-il les prix des services rendus par le Producteur? »*

*Réponse :*

*Voir la réponse à la question 24.2.*

*Complément(s) demandé(s)[notés par HQD] : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)*

*Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)*

*Complément de réponse :*

*Le prix des services rendus par le Producteur est le fruit d'une négociation. Le Distributeur doit voir à négocier des conditions avantageuses de nature à réduire ses coûts d'approvisionnement. » (HQD-5, Document 6, pages 18 à 19).*

À l'égard des bénéfices de l'entente globale de modulation, il est intéressant de lire la question 4.11 de EBM et la réponse complémentaire du Distributeur :

*« Demandes :*

*(...)*

*4.11 a) Veuillez préciser si le Distributeur a complété une demande ou une analyse de la valeur économique des bénéfices d'une telle entente pour le Distributeur?*

*Réponse [avant l'ordonnance D-2011-064] :*

*Voir la réponse à la question 4.5.b.*

*Complément de réponse :*

*Dans toutes les négociations qu'il entreprend avec ses contreparties, le Distributeur procède à des analyses, au fur et à mesure que les négociations avancent, afin de valider et d'analyser les coûts et les avantages des différentes solutions disponibles. Ce n'est que lorsque toutes les*

*négociations sont terminées et que l'ensemble des paramètres sont connus que le Distributeur peut compléter ses analyses et présenter un dossier à la Régie.*

*Actuellement, étant donné que les discussions sur les principales modalités commerciales de l'entente globale de modulation sont toujours en cours, le Distributeur n'est pas en mesure de déposer une analyse économique évaluant l'impact de l'entente globale de modulation.*

*b) Si oui, produire l'ensemble des documents ci-rattachant.*

*Réponse :*

*Voir la réponse à la question 4.5.b.*

*Complément de réponse :*

*Sans objet." (HQD-5, Document 3, pages 3-4, Compléments de réponses d'HQD à la DDR no. 1 de EBM). (mes soulignés).*

Le Distributeur a donc reconnu qu'il a procédé à des analyses, au fur et à mesure que les négociations avancent, afin de valider et d'analyser les coûts et les avantages des différentes solutions disponibles. Il devrait donc être en mesure d'indiquer à la Régie les bases techniques et économiques qui lui font croire que l'obtention d'une entente globale de modulation serait appropriée pour satisfaire les besoins identifiés. Il pourrait également fournir à la Régie une synthèse des analyses effectuées adaptée de façon appropriée pour l'examen de l'EGM dans le présent dossier.

Étant donné que le Distributeur a procédé aux diverses analyses depuis des mois, il devrait être en mesure de fournir un coût « estimé » associé à l'entente globale de modulation, conformément aux décisions D-2011-011, D-2011-029, et D-2011-064. Rappelons que l'on ne tient pas à son coût exact ou définitif qui ne sera connu qu'à la conclusion des négociations.

Il devrait également être en mesure d'expliquer les facteurs techniques et économiques qui lui permettraient d'obtenir des prix raisonnables pour les différents services envisagés<sup>10</sup> pour le Producteur.

Dans le présent dossier, il est essentiel de bien connaître les bases sur lesquelles le Distributeur s'appuiera pour juger de la rentabilité du service de modulation de l'énergie. À cet égard, il est intéressant de lire la question 7.3 de la DDR no. 3 de la Régie et la réponse du Distributeur :

*« 7.3 Veuillez indiquer les bases sur lesquelles le Distributeur s'appuiera pour juger de la rentabilité du service de modulation de l'énergie (avantages du service versus effectuer des transactions afin d'équilibrer de façon équivalente son bilan en énergie sur les marchés de court terme, le coût actuel du service d'équilibrage éolien dû aux écarts de prévision, ...).*

*Réponse :*

---

<sup>10</sup> Service de puissance complémentaire (HQD-1, Document 1, page 44) et services reliés aux dépassements aux services complémentaires (HQD-1, Document 1, page 57, lignes 18 à 20).

26 mai 2011

No de dossier: R-3748-2010

Rapport d'expertise complémentaire de Co Pham

Page 16

*Les analyses économiques que présentera le Distributeur, au soutien de la justification d'une éventuelle entente globale de modulation, seront basées sur une comparaison des coûts d'approvisionnement avec et sans l'entente proposée.*

*Tel que mentionné par le Distributeur, en réponse à la question 24.3 de UC (pièce B-39-HQD-4, document 8, page 37), l'absence de service de modulation donnerait lieu à un nombre important de transactions d'achats et de ventes, ainsi qu'à une quantité élevée d'électricité patrimoniale inutilisée. Ainsi, le coût d'un scénario sans entente globale de modulation sera établi sur la base des coûts et revenus engendrés par chacun de ces éléments.*

*Par ailleurs, les coûts d'un scénario reflétant une situation où l'entente globale de modulation serait en vigueur, seront établis à partir des paramètres de l'entente à venir, le cas échéant.» (HQD-5, Document 1, pages 17-18, Réponses du Distributeur à la DDR no. 3 de la Régie). (mes soulignés).*

Il m'apparaît que le Distributeur n'a pas répondu de façon adéquate à la question 7.3 de la Régie qui porte sur les bases de la « rentabilité » ou avantage économique de l'entente proposée. Encore une fois, le Distributeur fixe lui-même le moment où il présentera à la Régie les analyses économiques de l'entente, ce qui n'aurait lieu qu'après l'examen du Plan.

À mon avis, l'entente envisagée de modulation des livraisons comporte un **aspect intéressant** pour le Distributeur et donc pour les consommateurs, soit la possibilité d'utiliser des surplus générés en été pour satisfaire les besoins du reste de l'année, en autant que le prix associé à ce service soit raisonnable. Pour démontrer que ce prix serait raisonnable ou avantageux pour les consommateurs, le Distributeur pourrait expliquer les bases sur lesquelles il jugera la rentabilité de ce service, sans avoir à attendre la conclusion des négociations avec le Producteur.

Sans connaître les bases mentionnées précédemment, comment la Régie peut-elle s'assurer que la stratégie de modulation globale proposée par le Distributeur permettrait d'assurer des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques, conformément au *Guide de dépôt*? Où est la démonstration rigoureuse du Distributeur à cet effet?

**Recommandation:**

Je recommande respectueusement que la Régie et les intervenants approfondissent les caractéristiques de l'entente projetée de modulation globale avec le Producteur, notamment ses produits, ses bases économiques, ses risques et ses impacts, conformément au *Règlement sur le plan* et au *Guide de dépôt*.

## **6. ENTENTE DE TRANSACTIONS FINANCIÈRES ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET LE PRODUCTEUR**

Pour apprécier les avantages de l'entente (contrat) de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur, il serait pertinent de comparer les coûts estimés de deux scénarios, soit le scénario avec

transactions financières et le scénario sans transactions financières, en différant l'énergie sur la période 2010-2011.

Dans ce sens, UC a formulé les questions 6.2.1 et 6.2.2 dans sa DDR no. 1. Elle a obtenu une réponse incomplète du Distributeur le 15 mars 2011 (avant la demande d'ordonnance de UC):

« 6.2.1 Veuillez fournir les coûts des approvisionnements nets des revenus de la revente des surplus pour les deux scénarios suivants:

- 1) transaction de vente avec le Producteur mentionnée à la référence (i) du présent dossier et;
- 2) sans transaction « financière » avec le Producteur, en différant l'énergie sur la période 2010-2011.

Réponse [avant la décision D-2011-064]:

Voir la réponse à la question 5.2.

6.2.2 Veuillez fournir le détail des données utilisées et des calculs, notamment en ce qui concerne le coût d'approvisionnement, le coût des transactions avec le Producteur, et les revenus de revente d'énergie pour chacune des années de la période 2010-2027.

Réponse [avant la décision D-2011-064]:

Voir la réponse à la question 5.2. »

(HQD-4, Document 8, page 10, Réponses du Distributeur à la DDR no. 1 de UC, 15 mars 2011).

UC s'est adressée à la Régie pour demander une réponse adéquate du Distributeur à ses questions 6.2.1 et 6.2.2 et la Régie a acquiescé à cette demande:

*« [53] Par sa question 6.2.1, l'UC demande au Distributeur de fournir les coûts des approvisionnements nets des revenus de la revente des surplus pour les scénarios avec transactions et sans transactions financières avec le Producteur, en différant l'énergie sur la période 2010-2011.*

*[54] Le Distributeur réfère l'UC à sa réponse à la question 5.2 de cette intervenante.*

*[55] La Régie est d'avis que la réponse du Distributeur est **incomplète** et qu'il est pertinent, dans le cadre du présent dossier, **d'obtenir les coûts permettant d'apprécier les avantages de la transaction financière comme stratégie alternative à celle visant à différer l'énergie en vertu des conventions d'énergie différée.** Pour ces raisons, la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 6.2.1 de l'UC et de fournir les hypothèses sous-jacentes à sa réponse. » (D-2011-064, pages 14-15).(mes soulignés).*

Le complément de réponse du Distributeur à la question 6.2.1 de UC se lit comme suit :

*« Même si les gains associés aux reports et aux rappels d'énergie ont été démontrés dans le cadre des dossiers d'approbation des conventions d'énergie différée, la décision de cesser de*

*différer l'énergie des contrats en base et cyclable ne relève pas d'une logique économique, mais d'une obligation contractuelle.*

*Le scénario sans transaction de vente suppose que l'ensemble de l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée peut être rappelée avant la fin des conventions. Cependant, compte tenu du niveau actuel des besoins à approvisionner et des moyens dont il dispose, le Distributeur prévoit ne plus être en mesure de rappeler toute l'énergie qu'il souhaiterait différer. Dans ce contexte, toute quantité d'énergie ajoutée au compte d'énergie différée devra être revendue sur les marchés. Le Distributeur rappelle que, conformément à l'esprit des conventions, l'objectif est de gérer l'équilibre offre demande et non de spéculer sur les conditions de marché.*

*Les coûts afférents aux transactions de vente avec le Producteur ont été présentés dans le cadre du dossier tarifaire 2011-2012 (HQD-5, document 1 de R-3740-2010). Ainsi, le Distributeur évaluait que ces transactions entraînaient, par rapport à un scénario de revente, un gain de 22 M\$ en 2010 et de 21 M\$ en 2011.*

*De plus, le Distributeur signale que s'il n'avait pas pris de mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée, il se serait placé en défaut par rapport à son fournisseur, s'exposant à une situation devant laquelle ce dernier aurait pu demander à mettre fin aux conventions d'énergie différée." (HQD-5, Document 6, pages 3-4).*

La réponse complémentaire du Distributeur soulève certains points qui méritent d'être approfondis.

D'abord, il est contestable de laisser entendre que la décision du Distributeur de ne plus différer l'énergie en 2010 et 2011 relève d'une obligation contractuelle, et non d'une logique économique.

En effet, selon ma compréhension, l'article 2.2.8 de la « *Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité – Livraisons en base – 350 MW- entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production*<sup>11</sup> » (*Convention amendée*) stipule que le solde du *compte d'énergie différée* devra être à zéro à l'expiration du contrat, mais en même temps cet article prévoit des modalités de liquidation dans l'éventualité où le solde du compte d'énergie différée est **positif** à l'expiration du contrat. L'existence potentielle d'un solde positif, malgré les efforts raisonnables du Distributeur, est donc reconnue par le Producteur et le Distributeur dans la *convention amendée*. De plus, pour éviter l'accumulation d'un solde positif, le Distributeur pourrait revendre ses surplus sur plusieurs années, en tenant compte de l'évolution de la demande et de la capacité de ses sources d'approvisionnements au cours de la période 2011-2027.

La décision du Distributeur de ne plus différer l'énergie en 2010 et 2011 et de revendre à perte au Producteur certaines quantités d'énergie se base plutôt sur sa propre vision de l'évolution de la demande à long terme. Il exprime ainsi sa vision:

---

<sup>11</sup> Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 3.1 (En liasse), 17 mars 2010.

26 mai 2011

No de dossier: R-3748-2010

Rapport d'expertise complémentaire de Co Pham

Page 19

*« De plus, **la diminution de la demande sur l'horizon 2010-2027** est telle que, malgré les amendements aux Conventions d'énergie différée, 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. » (Hydro-Québec, Dossier R-3740-2010, HQD-5, Document 1, page 6, 2 août 2010). (mes soulignés).*

En août 2010, le Distributeur a prévu qu'il ne serait pas en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée (voir l'extrait ci-haut), mais en mars 2011, il établit que le solde serait à zéro deux ans avant l'échéance des contrats (HQD-4, Document 1, page 23, 15 mars 2011 et pièce C-UC-0017, Rapport d'expertise de Co Pham, page 25).

Par ailleurs, le Distributeur utilise une approche déterministe dans sa prévision du solde du compte d'énergie différée, en se basant uniquement sur son scénario moyen de l'évolution de la demande, alors que d'ici 2027, la demande pourrait évoluer à la hausse ou à la baisse par rapport au scénario moyen.

L'affirmation du Distributeur qu'il ne serait pas en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée devrait donc être nuancée.

De plus, si le Distributeur a choisi de revendre au Producteur une certaine quantité d'énergie en 2010 et 2011, rien ne l'empêche d'étaler cette vente sur une plus longue période afin de mitiger les risques reliés aux fluctuations des prix de vente. La vente progressive des surplus énergétiques sur une longue période pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée ne placerait pas le Distributeur en défaut par rapport au Producteur.

La vente d'éventuels surplus pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des contrats, sur une longue période, ne serait aucunement « spéculatif ». Au contraire, c'est une approche prudente pour éviter de spéculer sur l'évolution des prix de revente d'énergie.

On dirait plutôt que la première option (vente sur deux ans) est plus « spéculative » que la seconde (vente sur plusieurs années), puisque la première se base sur une vision déterministe par laquelle le Distributeur suppose que la demande évoluerait d'ici 2027 exactement comme il le prévoit! Par ailleurs, signalons que la prévision de la demande soumise par le Distributeur fait encore l'objet de l'examen de la Régie dans le présent dossier. D'autre part, la capacité des sources d'approvisionnement d'ici 2027 pourrait être différente de celle prévue par le Distributeur.

Dans la réponse complémentaire du Distributeur à la question 6.2.1 de UC, le Distributeur a fourni les gains économiques du scénario de transaction financière avec le Producteur par rapport au scénario de revente sur les marchés (HQD, Dossier R-3740-2010, HQD-5, Document 1, page 7 et page 14). Il s'agit des « coûts » de deux options de revente qui sont sans rapport avec l'alternative de « différer l'énergie sans transactions financières » qui nous intéresse. Ces coûts ne sont pas ceux demandés par UC : des

coûts associés aux deux alternatives « avec transactions financières » et « différer l'énergie sans transactions financières ». Pourtant, l'ordonnance de la Régie était claire:

*[55] La Régie est d'avis que la réponse du Distributeur est incomplète et qu'il est pertinent, dans le cadre du présent dossier, d'obtenir **les coûts permettant** d'apprécier les avantages de la transaction financière comme stratégie alternative **à celle visant à différer l'énergie en vertu des conventions d'énergie différée**. Pour ces raisons, la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 6.2.1 de l'UC et de **fournir les hypothèses sous-jacentes** à sa réponse. » (D-2011-064, pages 14-15). (mes soulignés).*

Le Distributeur a donc répondu de façon insatisfaisante une deuxième fois à la question 6.2.1 de UC, malgré l'ordonnance D-2011-064 de la Régie.

La comparaison des coûts associés aux stratégies avec « transactions financières » et « différer l'énergie sans transactions financières » est importante pour les consommateurs. S'il s'avérait que la solution « différer l'énergie sans transactions financières » soit plus économique et comporte moins de risques en termes de sécurité et fiabilité énergétique pour les consommateurs que le scénario « avec transactions financières », la Régie pourrait suggérer ou demander au Distributeur de cesser d'effectuer des transactions financières avec le Producteur<sup>12</sup>. Dans le cas contraire, la Régie et les intervenants

---

<sup>12</sup> Certains intervenants ont désapprouvé la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010:

« [164] L'ACEFQ, OC, le RNCREQ et l'UC désapprouvent la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur. Ils considèrent que l'objectif du Distributeur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée se rapporte à la gestion à long terme du compte et qu'il s'agit donc d'un enjeu propre au plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.

[165] Ces intervenants soulignent que la démonstration d'une gestion optimale du solde des conventions d'énergie différée doit être faite dans un cadre de long terme. C'est donc, selon eux, à même cet exercice que la pertinence et la nécessité pour le Distributeur de conclure des transactions financières avec le Producteur doivent être évaluées.

[166] En somme, ces intervenants concluent que, puisque l'objectif du Distributeur relatif à la gestion du solde des conventions d'énergie différée doit être discuté dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement 2011-2020, les moyens que prend le Distributeur pour atteindre cet objectif, comme les transactions financières, doivent y être discutés également. » (D-2011-028, pages 46-47).

L'opinion de la Régie, dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010, est comme suit :

« [167] La Régie est d'avis que les transactions financières représentent un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée et que le Distributeur doit pouvoir garder toute la flexibilité opérationnelle nécessaire pour la bonne gestion à court terme de ses approvisionnements.

pourraient suggérer au Distributeur des moyens pour améliorer les *Conventions amendées* ou pour acquérir de nouveaux moyens de gestion des surplus énergétiques du Distributeur.

Dans l'établissement des coûts de ces scénarios, le Distributeur devrait tenir compte des renseignements les plus à jour relativement à la demande et à la disponibilité des ressources. En particulier, pour le scénario « différer l'énergie sans transactions financières », il devrait respecter les deux conventions amendées, notamment les clauses relatives à la prime de puissance.

### **Recommandation:**

Je recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de fournir dans les plus brefs délais les coûts associés aux stratégies « avec transactions financières » et « différer l'énergie sans transactions financières » ainsi que les hypothèses sous-jacentes à son estimation des coûts, en tenant compte des renseignements les plus à jour et en respectant les conventions d'énergie différée, conformément à la décision D-2011-064, paragraphe 55 de la Régie. Suite à la réception de ces renseignements, la Régie et les intervenants pourraient suggérer au Distributeur des actions appropriées pour mieux gérer le compte d'énergie différée, et ce dans l'optique de satisfaire au moindre coût les besoins électriques des consommateurs de façon fiable et sécuritaire.

Pour le cas où le Distributeur devrait revendre une certaine quantité d'énergie sur les marchés dans le cadre de la gestion du solde du compte d'énergie différée à l'échéance des contrats (en 2027), je maintiens ma recommandation à la page 30 de mon rapport d'expertise reproduite ci-dessous :

« 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. » (pièce C-UC-0017, page 30).

## **7. DISPONIBILITÉ DES 400 MW ADDITIONNELS DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**

La disponibilité du bloc de 400 MW additionnel demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédant la pointe hivernale (HQD-1, Document 1, pages 42 à 43). Ainsi, le

---

[168] Aux fins de la fixation des tarifs 2011-2012, la Régie approuve le coût global des approvisionnements proposé par le Distributeur. Toutefois, elle juge que des outils de gestion de long terme du solde du compte d'énergie différée devraient être examinés dans le cadre d'un plan d'approvisionnement. » (D-2011-028, page 47).

Producteur ne garantit pas la disponibilité de ce bloc, même si le Distributeur lui en fait la demande plusieurs mois à l'avance. Par contre, le Plan envisage l'utilisation de ce bloc de 400 MW additionnel à partir de 2011-2012 comme s'il s'agissait d'une ressource assurée (HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2). Malgré cette utilisation, le Distributeur devrait faire appel aux marchés de court terme pour d'importantes quantités de puissance.

En plus de satisfaire les besoins en puissance des consommateurs, le Plan prévoit également l'utilisation de ce bloc pour satisfaire ses besoins en énergie, en rappelant une quantité importante d'énergie des conventions d'énergie différée :

*« 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). » (HQD-4, Document 1, page 29). (mes soulignés).*

L'utilisation de ce bloc pour satisfaire des besoins en énergie 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 Distributeur envisage le recours au marché de court terme comme une solution alternative à l'utilisation du bloc de 400 MW additionnel. Cependant, cette alternative comporte des risques en termes de disponibilité et de prix plus élevés (voir plus de détails sur ce sujet dans mon rapport d'expertise, pièce C-UC-0017, pages 11-13).

Le bloc de 400 MW additionnel jouerait donc un rôle stratégique dans la satisfaction des besoins des consommateurs. Par conséquent, il serait souhaitable de sécuriser davantage sa disponibilité, en autant que le prix soit raisonnable.

Dans cette perspective, UC a demandé au Distributeur certains renseignements par sa question 11.1. Malheureusement, la réponse du 15 mars 2011 du Distributeur (avant la décision D-2011-064) à cette question était inadéquate :

*« Demandes :*  
*11.1 Veuillez indiquer s'il serait possible et plus économique pour le Distributeur et plus respectueux de l'environnement de renégocier avec le Producteur afin d'obtenir une garantie pour la totalité des 800 MW au-delà des 600 MW des contrats originaux.  
Veuillez élaborer votre réponse.  
Réponse [du 15 mars 2011, avant la décision D-2011-064]:  
Les conventions d'énergie différée ont été négociées et signées, en 2010, à la satisfaction des deux parties et ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2010-099.[...] » (HQD-5, Document 6, page 8).*

Par sa décision D-2011-064, la Régie a ordonné au Distributeur de fournir une réponse adéquate à la question 11.1 de UC dans les termes suivants :

*« [78] La Régie juge que, dans le contexte de l'analyse des différentes stratégies qui s'offrent au Distributeur, la question relative à la détermination du niveau de puissance garantie en vertu des conventions d'énergie différée est pertinente. La Régie ordonne donc au Distributeur de répondre à la question 11.1 de l'intervenante. » (D-2011-064, page 19, 11 mai 2011).*

Le complément de réponse du Distributeur, daté du 18 mai 2011, se lit comme suit :

*« Complément de réponse :*

*Lors des négociations ayant menées aux conventions d'énergie différée signées en 2010, le Distributeur aurait souhaité obtenir une garantie pour les 800 MW rappelés. Toutefois, le Producteur ne désirait pas s'engager à offrir une telle garantie sur la durée des conventions. Les ententes conclues reflètent donc les modalités qui permettaient et permettent toujours de satisfaire les deux parties impliquées. » (HQD-5, Document 6, page 8). (mes soulignés).*

On constate qu'essentiellement, le Distributeur a fourni la même réponse que celle qui a été jugée inadéquate par la Régie (voir l'extrait de la décision D-2011-064, page 19, reproduit ci-haut).

On s'étonne que le Distributeur, dans son complément de réponse, ne semble pas sensible à la « question relative à la détermination du niveau de puissance garantie en vertu des conventions d'énergie différée » telle qu'il a été clairement identifiée dans la décision D-2011-064 de la Régie.

Depuis la signature des conventions amendées, le Distributeur a identifié lui-même deux problématiques majeures ayant des incidences financières importantes sur les consommateurs. Ces dernières sont :

- certaines difficultés du Distributeur pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée;
- des besoins en puissance relativement élevés au point qu'il doive étudier la possibilité d'importer davantage de l'électricité qui pourrait nécessiter la construction de moyens d'interconnexion supplémentaires.

À mon avis, la garantie du bloc de 400 MW additionnels pourrait contribuer à résoudre les deux problématiques mentionnées.

### **Recommandation :**

Compte tenu de ce qui précède, je recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de chercher à sécuriser davantage, à des prix raisonnables, le bloc de puissance de 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée et de lui faire rapport selon l'échéancier que fixera la Régie.

## 8. SUSPENSION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

La suspension des livraisons de la centrale de TCE a été examinée par la Régie à certaines reprises ces dernières années. Pour chacune des années à venir, si le Distributeur désire renouveler la suspension mentionnée, il doit soumettre une demande en ce sens à la Régie<sup>13</sup>.

Dans le présent dossier, pour des fins de planification, le Distributeur considère le maintien de la suspension des livraisons de TCE jusqu'en 2016<sup>14</sup>. Par sa question 8.2 de sa DDR no. 1, UC demande au Distributeur de justifier la rentabilité de la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en 2016 et, par sa question 8.3, elle lui demande de fournir les analyses économiques similaires à celles présentées dans le cadre du dossier R-3704-2009<sup>15</sup>.

Suite à la demande d'ordonnement de UC pour obtenir des réponses plus adéquates à ses questions 8.2 et 8.3, la Régie a ordonné au Distributeur de répondre à ces questions dans les termes suivants :

*« [61] La Régie est d'avis que le Distributeur doit justifier sur une base économique sa stratégie de maintenir la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'à l'hiver 2014-2015, en comparaison avec des stratégies alternatives. Tel que mentionné au paragraphe 12 de la présente décision, les coûts estimés des stratégies d'approvisionnement doivent être fournis. Toutefois, les analyses que fournira le Distributeur n'ont pas à être aussi détaillées que celles présentées dans le cadre des dossiers spécifiques annuels des demandes d'approbation de la suspension.*

*[62] Par conséquent, la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 8.2 et 8.3 de l'UC. » (D-2011-064, page 16)*

Dans son complément de réponse à ces questions, le Distributeur a justifié sur une base économique sa stratégie de maintenir la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour la période 2012-2016. Pour ce faire, il a effectué une comparaison de deux alternatives : la suspension des livraisons de la centrale de TCE et la revente des surplus sur les marchés de court terme<sup>16</sup>. Sa comparaison inclut les coûts estimés de chacune des deux alternatives en question, sans fournir de détails de son évaluation.

Les résultats de la comparaison économique effectuée par le Distributeur, sont reproduits au tableau suivant.

---

<sup>13</sup> HQD-5, Document 6, page 5, réponse du Distributeur à la question 8.5 de UC.

<sup>14</sup> HQD-1, Document 1, page 32, lignes 1 à 3.

<sup>15</sup> D-2011-064, paragraphe 59.

<sup>16</sup> HQD-5, Document 6, page 5, réponse complémentaire du Distributeur à la question 8.2 de UC.

Tableau R-8.2 (HQD-5, Document 6, page 6)						
Coûts directs de la suspension de la centrale de TCE et Scénario de revente						
	2012	2013	2014	2015	2016	
<b>Coût direct de la suspension (en M\$)</b>	<b>56,6</b>	<b>57,7</b>	<b>59,9</b>	<b>62,2</b>	<b>64,4</b>	
<b>Coût de la revente d'énergie (en M\$)</b>	<b>88,6</b>	<b>96,1</b>	<b>96,4</b>	<b>96,1</b>	<b>95,9</b>	
<i>Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$/MWh)</i>	20,6	22,34	22,43	22,36	22,3	
<i>Énergie de TCE (en TWh)</i>	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
<b>Gain ou perte de la suspension de TCE par rapport au scénario de revente (en M\$)</b>	<b>32</b>	<b>38,4</b>	<b>36,5</b>	<b>33,9</b>	<b>31,6</b>	

**Conclusion:**

À mon avis, le Distributeur a répondu de façon satisfaisante aux questions 8.2 et 8.3 de UC, conformément à la décision D-2011-064, paragraphes 61 et 62. Dans son complément de réponse, le Distributeur a démontré, selon ses hypothèses, que la stratégie de suspension des livraisons de la centrale de TCE qu'il envisage pour la période 2012-2016 est plus économique que l'alternative de revendre sur les marchés. Comme la suspension des livraisons de la centrale de TCE doit faire, année après année, l'objet d'une demande en ce sens auprès de la Régie, on aura l'occasion de vérifier cette rentabilité selon l'évolution réelle de certains paramètres importants tels le prix de remplacement de la puissance et le prix de revente d'énergie sur les marchés. Finalement, soulignons que la démonstration du Distributeur ne compare pas les coûts et les impacts de deux alternatives se rattachant à l'énergie de la centrale de TCE, soit la suspension annuelle et la modulation de ses livraisons (voir une discussion sur ce sujet aux pages 2 à 9 de mon rapport d'expertise, pièce C-UC-0017).