

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2003-159

R-3515-2003

19 août 2003

PRÉSENTS :

Anita Côté-Verhaaf, M. Sc. (Écon.)

Benoît Pepin, LL. M.

Francine Roy, M.B.A.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intéressés dont les noms apparaissent à la page suivante

Intéressés

Décision

Demande du Distributeur concernant l'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01

Liste des intéressés :

- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association canadienne de l'énergie éolienne (S.É./ACÉE);
- TransCanada Energy Ltd (TCE);
- Union des consommateurs (UC).

1. LA DEMANDE

Le 20 juin 2003, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) introduit à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de trois contrats d'approvisionnement en électricité (les Contrats) en vertu de l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) :

- un contrat pour 350 MW de produits en base intervenu le 10 décembre 2002 avec Hydro-Québec Production (HQP)²;
- un contrat pour 250 MW de produits cyclables intervenu le 10 décembre 2002 avec HQP³;
- un contrat pour 507 MW de produits en base intervenu le 10 juin 2003 avec TransCanada Energy Ltd (TCE)⁴.

Le 18 juillet 2003, dans sa décision D-2003-146, la Régie se prononce sur la confidentialité de certains documents soumis à l'appui de la demande d'approbation du Distributeur.

L'approbation de ces Contrats est l'aboutissement de l'appel d'offres de 600 MW lancé par le Distributeur le 21 février 2002 et modifié le 14 mars 2002 par l'*addenda* n°1 qui augmentait les quantités demandées à 1 200 MW.

2. CADRE JURIDIQUE

La Loi prévoit une série de mesures encadrant le déroulement des appels d'offres et l'approbation des contrats d'approvisionnement du Distributeur :

- la procédure d'appel d'offres et d'octroi (la Procédure) et le code d'éthique sur la gestion des appels d'offres (le Code d'éthique) approuvés par la Régie le 24 juillet 2001⁵;

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Pièce HQD-1, document 1.

³ Pièce HQD-1, document 2.

⁴ Pièce HQD-1, document 3.

⁵ Décision D-2001-191, dossier R-3462-2001, 24 juillet 2001.

- le Plan d’approvisionnement 2002-2011 (le Plan) approuvé par la Régie le 2 août 2002 selon l’article 72 de la Loi. Dans sa décision sur la première phase du Plan⁶, la Régie reconnaît que l’accroissement de la demande justifie le lancement d’un appel d’offres;
- la surveillance par la Régie de l’application de la Procédure et du Code d’éthique pour l’appel d’offres A/O 2002-01 en vertu de l’article 74.2 de la Loi qui a fait l’objet du *Rapport de constatations* produit par la Régie le 18 juin 2003⁷;
- le *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d’un contrat d’approvisionnement par le Distributeur d’électricité requiert l’approbation de la Régie de l’énergie*⁸ (le Règlement d’application) approuvé par le gouvernement le 27 novembre 2002.

Le Distributeur demande à la Régie d’approuver les Contrats en vertu du 2^e alinéa de l’article 74.2 de la Loi. Cet article se lit comme suit :

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

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

Le Règlement d’application prévoit un délai pour soumettre à l’approbation de la Régie un contrat d’approvisionnement en électricité :

« [...] Une demande d’approbation est présentée à la Régie au moins 90 jours avant la date d’entrée en vigueur du contrat, à moins de circonstances particulières démontrées par le distributeur d’électricité à la Régie. Ce délai est de 60 jours pour les contrats à être octroyés à la suite du premier appel d’offres du distributeur d’électricité. »

Dans le présent cas, comme il s’agit de contrats de plus d’un an découlant du premier appel d’offres, le Règlement d’application indique que le Distributeur doit présenter sa demande

⁶ Décision D-2002-17, 21 janvier 2002.

⁷ Dossier R-3515-2003, document n°39.

⁸ (2002) 134 G.O. II, 8151, décret 1354-2002, 20 novembre 2002.

d'approbation « *au moins 60 jours avant la date d'entrée en vigueur du contrat* ». Comme le contrat ne peut entrer en vigueur avant son approbation par la Régie, selon les dispositions de l'article 74.2 de la Loi, il s'ensuit que si l'intention est qu'un contrat puisse entrer en vigueur 60 jours après son dépôt à la Régie, celle-ci établira un processus d'examen visant à rendre sa décision avant l'expiration de ce délai.

Bien que le Règlement d'application n'impose pas à la Régie une obligation d'agir à l'intérieur d'un délai strict, le délai de 60 jours représente une balise correspondant à la période de temps pouvant être requise pour procéder à l'examen de la demande. Aussi, la Régie tient compte de l'importance du temps requis par les soumissionnaires pour l'obtention des permis, pour l'approvisionnement des équipements, la construction et le raccordement au réseau afin de respecter les dates contractuelles de livraison. C'est dans ce contexte que la Régie a établi, sans en avoir l'obligation⁹, un processus de consultation allégé¹⁰ qui a permis de recueillir les observations des parties intéressées.

Dans ce cadre, les Contrats doivent être approuvés « *aux conditions qu'elle [la Régie] fixe par règlement*¹¹ » et que l'on retrouve à l'article 1^{er} du Règlement d'application :

« La demande doit être accompagnée des contrats et contenir les informations suivantes :

1° une description de la contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement, et lorsque l'appel d'offres est satisfait par plusieurs contrats, une description de la contribution de chaque contrat à l'appel d'offres;

2° [...]

3° une description des garanties prévues aux contrats pour couvrir les risques financiers et ceux reliés à la suffisance des approvisionnements ainsi qu'une analyse des risques résiduels;

4° la démonstration que le contrat ou la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas, pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable [...];

5° un rapport comparant les prix du contrat, de la combinaison des contrats ou de chaque contrat inclus dans la combinaison des contrats d'approvisionnement en

⁹ Article 25 de la Loi.

¹⁰ Voir la décision procédurale D-2003-128 du 27 juin 2003 et la lettre de la Régie du 14 juillet 2003.

¹¹ Article 74.2 de la Loi.

électricité avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables;

6° la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvées dans le plan d'approvisionnement sont respectées;

7° le cas échéant, les suites données par le distributeur d'électricité au rapport de la Régie préparé dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de surveillance de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique. »

À partir du moment où les informations soumises par le Distributeur satisfont aux exigences du Règlement d'application, la Régie peut approuver les Contrats. À ce stade, il n'appartient pas à la Régie d'ajouter ou d'enlever au Règlement d'application des conditions d'approbation des Contrats. Ces conditions ont reçu l'approbation du gouvernement et il en irait de même de toute modification de celles-ci¹².

La Régie doit donc déterminer, à la lumière de la preuve soumise, si les Contrats satisfont aux exigences de la Loi et du Règlement d'application.

3. OBSERVATIONS D'ORDRE GÉNÉRAL DU RNCREQ

Le RNCREQ soumet des arguments d'ordre général notamment sur son droit d'être entendu, sur la portée de l'article 5 de la Loi et sur la légalité des Contrats avec HQP.

3.1 DROIT D'ÊTRE ENTENDU

Le **RNCREQ** prétend avoir été brimé dans son droit d'être entendu en raison du délai déraisonnablement court de préparation à l'audition, du fait que l'audition ait eu lieu en période estivale, qu'il n'ait pas eu l'occasion de présenter une preuve ni de poursuivre son contre-interrogatoire sur un sujet spécifique (le taux de rendement des soumissionnaires) et que sa demande de report de la date pour produire ses observations ait été rejetée.

¹² Article 115 de la Loi.

OPINION DE LA RÉGIE

Une demande d'approbation pour un contrat d'approvisionnement en vertu de l'article 74.2 de la Loi ne donne pas automatiquement lieu à l'audience publique prévue à l'article 25 de la Loi. Dans le contexte du présent dossier, le RNCREQ a eu l'occasion de participer pleinement au processus de consultation et il ne peut prétendre ne pas avoir été entendu. La Régie a toujours le loisir de solliciter les observations du public et, dans le cadre de la Loi, elle reste maître du processus de consultation. De plus, la Régie, pour tenir compte du délai prévu au Règlement d'application et des contraintes des parties aux Contrats, a dû procéder avec diligence et ce, en période estivale. Le RNCREQ ne peut se plaindre de cette façon de procéder.

3.2 RENDEMENT SUR L'ÉQUITÉ DES SOUMISSIONNAIRES

Le **RNCREQ** soutient que la Régie ne peut décider si les Contrats sont dans l'intérêt public sans conclure que les prix sont raisonnables, ce qui demande, selon lui, un jugement concernant le rendement sur l'investissement des producteurs. Devant l'absence de preuve, le RNCREQ estime que le rendement de HQP est supérieur à 100 %; il soutient que tout contrat accordé à HQP doit contenir un prix raisonnable en comparaison avec le coût de production¹³.

Le RNCREQ considère que la juridiction de la Régie au niveau de l'approbation d'un contrat d'approvisionnement n'est pas limitée par le libellé du Règlement d'application, mais que la Régie doit se satisfaire que les Contrats sont dans l'intérêt public au sens large suivant les dispositions de l'article 5 de la Loi.

Réplique du Distributeur et commentaires de TCE

Le Distributeur mentionne que la Régie, Hydro-Québec et les intéressés sont liés par les dispositions de la Loi et de son Règlement d'application lesquels ne prévoient pas le dépôt d'informations sur le rendement des soumissionnaires¹⁴. **TCE** est en désaccord avec les observations du RNCREQ concernant le rendement de ses capitaux propres. Selon TCE, aucune disposition du Règlement d'application n'autorise la Régie à examiner le rendement des capitaux propres d'un fournisseur dans le cadre d'une demande d'approbation d'un contrat d'approvisionnement en électricité. Le Règlement d'application établit que le prix, et

¹³ Observations écrites de RNCREQ, page 4.

¹⁴ Réplique du Distributeur, page 13.

non le taux de rendement, est le facteur pertinent que la Régie doit examiner dans le cadre d'une telle demande¹⁵.

OPINION DE LA RÉGIE

L'article 5 de la Loi se lit comme suit :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »

Cette disposition est de nature interprétative. Elle apparaît au chapitre II de la section I de la Loi qui décrit de façon générale le fonctionnement de la Régie. L'article 5 indique les grands objectifs poursuivis par la Régie dans l'exercice de ses fonctions, lesquelles sont spécifiquement énumérées au chapitre III de la Loi, dont, dans cette affaire, l'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité. La Régie, lorsqu'elle exerce la fonction d'approbation d'un contrat d'approvisionnement en électricité, tient son habilitation des dispositions spécifiques de l'article 74.2 de la Loi et du Règlement d'application.

La Régie conclut que, lorsque le gouvernement a approuvé le texte du Règlement d'application, il agissait en cohérence avec la Loi et que, ce faisant, il articulait la mise en œuvre des objectifs énumérés à l'article 5 de la Loi. Ainsi, à titre d'exemple, la protection du consommateur se retrouve dans l'exigence faite au Distributeur de favoriser le jeu de la concurrence par un processus d'appel d'offres et de démontrer qu'il a obtenu le prix le plus bas pour ses approvisionnements.

3.3 LÉGALITÉ DES CONTRATS AVEC HQP

L'argument du RNCREQ sur la légalité des Contrats avec HQP suit substantiellement la trame suivante :

- il n'y a pas de lien entre le prix des soumissions de HQP et les coûts encourus par ce dernier pour fournir l'électricité;
- une preuve *prima facie* montre que HQP réalisera un bénéfice déraisonnable de ces Contrats;

¹⁵ Commentaires écrits de TCE, page 6.

- la récupération par voie tarifaire d'un tel bénéfice est assimilée à une taxe indirecte déguisée que ni la Régie ni Hydro-Québec ne sont autorisés à percevoir par la législation applicable;
- la perception d'une telle taxe déguisée est inconstitutionnelle;
- la Régie ne peut interpréter la Loi de façon à permettre une telle situation et ne peut, par conséquent, l'interpréter de façon à permettre à HQP de soumissionner;
- la soumission d'HQP et les Contrats qui s'ensuivent sont donc illégaux et la Régie doit refuser de les approuver.

Le RNCREQ appuie ses prétentions sur l'arrêt *Re Succession Eurig*¹⁶.

RÉPLIQUE

Selon le Distributeur, la Régie n'est pas le bon forum pour débattre des arguments du RNCREQ remettant en cause la légitimité des dispositions de la Loi.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est d'avis que les sommes qui seront perçues des consommateurs d'électricité par suite de cette transaction avec HQP ne constituent pas une taxe.

La Cour suprême du Canada, dans l'arrêt *Re Succession Eurig*, réitère les critères permettant d'identifier une taxe établis dans *Lawson c. Interior Tree Fruit and Vegetable Committee of Direction*¹⁷:

« Notre Cour s'est penchée sur la question de savoir si une somme donnée constitue une taxe ou des frais dans l'arrêt *Lawson*, précité. Le juge Duff a conclu, au nom de la majorité, que la somme en question était une taxe parce qu'elle était: (1) exigée par la loi, (2) imposée sous l'autorité de la législature, (3) perçue par un organisme public, (4) pour une fin d'intérêt public. »¹⁸

Dans ce cas, il s'agissait de frais *ad valorem* imposés pour l'obtention d'un certificat d'homologation par l'exécuteur testamentaire. Ces frais étaient établis en proportion du montant de la succession et servaient à financer l'administration de la justice en Ontario. La Cour a conclu qu'il s'agissait d'une taxe directe qui n'avait pas été autorisée par une législation fiscale claire, mais imposée en vertu d'un règlement d'application d'une loi qui

¹⁶ [1998] 2 R.C.S. 565.

¹⁷ (1931) R.C.S. 357, page 363.

¹⁸ *Eurig*, page 576.

n'était pas une loi fiscale. Ceci contrevenait aux dispositions de l'article 53 de *Loi constitutionnelle de 1867*.

Nous sommes loin d'une telle situation. Dans la détermination du prix de la soumission et des contrats entre les divisions d'Hydro-Québec, l'État, comme actionnaire de HQP et du Distributeur, n'agit pas dans le cadre de l'exercice de son pouvoir public. Il agit, dans le présent cas, comme propriétaire. L'exercice de ce pouvoir place alors l'État, comme Hydro-Québec, dans la même position que tout citoyen en regard de l'exercice de son droit de propriété.

Comme l'écrit le professeur Hogg dans l'extrait produit par le RNCREQ de son traité de droit constitutionnel :

« Not every impost levied by a province has to satisfy the requirement of being “direct”. If the charge is not “taxation” within the meaning of s. 92(2), and is constitutionally justified under some other provincial power, then it is no objection that the charge is indirect. The most obvious category of permissible charges are those levied by a province in the exercise of proprietary rights over its public property. Thus, a province may levy charges in the form of licence fees, rents or royalties as the price for the private exploitation of provincially-owned natural resources; and a province may charge for the sale of books, liquor, electricity, rail travel or other goods or services which it supplies in a commercial way. Some of these charges are undoubtedly indirect, but they are valid nonetheless, because they are not taxes. »¹⁹

Et, toujours dans son traité de droit constitutionnel, l'auteur élabore sur la nature du pouvoir exercé par l'État à titre de propriétaire. Il y distingue ce pouvoir de l'exercice du pouvoir public assujéti aux limites constitutionnelles invoquées par le RNCREQ :

« The federal and provincial governments have full executive powers over their respective public properties. It is neither necessary nor accurate to invoke the royal prerogative to explain the Crown's power over this property. As a legal person, the Crown in right of Canada or the Crown in right of a province has the power to do anything that other legal persons (individuals or corporations) can do. Thus, unless there are legislative or constitutional restrictions applicable to a piece of public property, it may be sold, mortgaged, leased, licensed or managed at the pleasure of the responsible government, and without the necessity of legislation. [...] Moreover, in the role of proprietor, the Crown can (subject to market conditions) insist upon the inclusion in leases, licences or other instruments of any terms that a private proprietor could insist upon. [...]

¹⁹ P.W. Hogg, *Constitutional Law of Canada*, loose-leaf edition, Carswell, page 30-18.

Obviously, the rate of production, the degree of processing within the province and (subject to market conditions) the price at which it is to be sold can be controlled by the province as proprietor. [...] »²⁰

En conséquence de l'approbation des Contrats avec HQP et de leur exécution, les coûts d'achat de cette électricité seront pris en compte lors de l'établissement des tarifs du Distributeur²¹. Ces tarifs ne sont pas constitués de sommes exigées pour une fin d'intérêt public, mais reflètent le coût de la prestation d'un service offert aux consommateurs d'un produit : l'électricité. De plus, la Régie souligne que le coût de l'électricité acquise auprès d'HQP, ou de tout autre fournisseur, correspond à un prix de marché découlant d'un processus d'appel d'offres. Cette situation ne saurait s'apparenter à la perception d'une somme pour une fin d'intérêt public.

Au surplus, la Cour d'appel du Québec a récemment statué que la fourniture de l'électricité par une municipalité pour laquelle un prix est exigé sous forme d'abonnement n'est pas une taxe²².

Dans cette affaire, la Cour, analysant les dispositions de diverses lois, dont la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*²³ et la *Loi sur la fiscalité municipale*²⁴, détermine si la créance de la municipalité pour le prix de l'électricité fournie à un commerçant est une taxe municipale. La Cour rappelle que le législateur distingue entre trois modes de tarification : la « taxe », la « compensation » et le « prix exigé » et conclut que, dans le cas qui nous occupe, le prix n'est pas exigé d'une personne en raison du fait qu'elle est propriétaire d'un immeuble, mais plutôt parce qu'elle a signé un abonnement ou contrat pour la fourniture et la livraison d'électricité. Il s'agit donc d'un prix et non d'une taxe.

Elle ajoute enfin sur le profit :

« L'énumération faite par le législateur à l'article 244.2 [Loi sur la fiscalité municipale] revêt une importance primordiale dans l'analyse de la problématique qui divise les parties. Les municipalités, on le sait, sont des organismes publics qui, règle générale, n'ont pas pour objectif de faire des profits. De là le concept de la « compensation » qui est un mode de tarification au moyen duquel une municipalité couvre, par les recettes qu'elle retire, les coûts qu'elle doit supporter pour offrir un bien ou un service. Par opposition, le mode de tarification décrit

²⁰ P.W. Hogg, *Constitutional Law of Canada*, loose-leaf edition, Carswell, pages 28-3 à 28-5.

²¹ Article 52.1 de la Loi.

²² *Caisse populaire d'Amos c. Café du Quai (1994) inc. et al*, REJB 2002-30040 (C.A.).

²³ L.R.Q. c. S-41.

²⁴ L.R.Q. c. F-2.1.

comme étant le « prix exigé [...] pour l'utilisation d'un bien ou service » laisse ouverte la possibilité d'une recette délibérément excédentaire lorsque, exceptionnellement, une municipalité peut exploiter à but lucratif. »²⁵

4. PREUVE SUR LES EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES

4.1 DESCRIPTION DE LA CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET À L'APPEL D'OFFRES

POSITION DU DISTRIBUTEUR

Contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement

Au printemps 2002, le Distributeur a lancé l'appel d'offres A/O 2002-01 visant l'acquisition de 1 200 MW²⁶, livrables à partir de 2007 avec des options de devancement des livraisons en 2006. Selon le Distributeur, l'appel d'offres est conforme au Plan qui prévoit des besoins de 300 MW de livraisons cyclables et de 900 MW de livraisons en base²⁷.

Avant d'entreprendre l'étape 3 de l'analyse des soumissions²⁸, le Distributeur a réévalué les approvisionnements additionnels requis à l'horizon 2006-2007 afin de refléter la dernière prévision de la demande disponible, soit celle d'avril 2002²⁹. Cette dernière montre une diminution des besoins de 1 400 GWh en 2007 par rapport au Plan, établissant les besoins prévus en énergie à 7 200 GWh à cet horizon³⁰. Le Distributeur établit aussi à 1 050 MW les besoins en puissance à combler dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01. Ces besoins sont répartis en 750 MW de produits en base et 300 MW de produits cyclables³¹.

La combinaison des trois Contrats totalise une puissance de 1 107 MW³².

²⁵ *Caisse populaire d'Amos c. Café du Quai (1994) inc. et al*, REJB 2002-30040 (C.A.), page 5.

²⁶ Après l'émission de l'*addenda* n° 1.

²⁷ Pièce HQD-2, document 1, page 3.

²⁸ Pièce HQD-2, document 1, pages 3 et 4.

²⁹ Notes sténographiques (NS), volume 4, page 51.

³⁰ Pièce HQD-2, document 1, pages 4 et 5.

³¹ Pièce HQD-2, document 1, page 5.

³² Pièce HQD-2, document 1, page 5.

Contribution de chaque contrat à l'appel d'offres

Les Contrats répondent aux besoins identifiés et aux produits recherchés par l'appel d'offres. Bien qu'excédant les besoins par 57 MW en 2007, la combinaison de 1 107 MW reste la plus avantageuse. Les Contrats contribueront à la satisfaction des besoins en énergie de 7 200 GWh qui se situent dans la plage des valeurs minimales et maximales indiquées au tableau ci-après³³ :

	Puissance (MW)	Énergie contractuelle annuelle (GWh)		Énergie contractuelle en 2007 (GWh) *	
		Maximale	Minimale	Maximale	Minimale
HQP base	350	2 882	2 882	2 416	2 416
HQP cyclable	250	2 058	0	1 725	0
TCE base	507	4 063	4 063	4 063	4 063
Total	1 107	9 003	6 945	8 204	6 479

* Les Contrats avec HQP débutent en mars 2007.

Le Distributeur précise que le classement des combinaisons est robuste à l'égard de différentes modifications ultérieures de la demande. Le Distributeur a pris en compte des scénarios d'évolution de la demande extrêmement larges. Cette analyse a permis de conclure qu'il n'y avait pas lieu de remettre en question la combinaison gagnante³⁴.

OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

Du point de vue de la FCEI, l'énergie et la puissance conclues dans les trois Contrats respectent les besoins exprimés dans le Plan³⁵.

S.É./ACÉÉ note que le processus de sélection ne tient pas compte des prévisions des besoins déposées le 22 novembre 2002 avec l'état d'avancement du Plan et il se trouve mal à l'aise avec la perspective d'approuver les Contrats sur la base de prévisions vieilles de plus d'un an³⁶.

³³ Pièce HQD-2, document 1, page 6 et réponse à la demande 3.1 de la Régie.

³⁴ NS, volume 4, page 174.

³⁵ Observations écrites de la FCEI, page 7.

³⁶ Observations écrites de S.É./ACÉÉ, page 8.

RÉPLIQUE

Le Distributeur réplique que toute modification des besoins après l'octroi des Contrats, soit le 1^{er} octobre 2002, aurait été contraire au document d'appel d'offres³⁷.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est consciente que les quantités de puissance obtenues à l'issue du processus sont légèrement supérieures aux besoins identifiés et comprend que cela est inhérent à un appel d'offres impliquant la construction de nouveaux projets. La Régie est satisfaite de la contribution des Contrats au Plan, même s'il est prévu que les besoins seront comblés avec une légère marge.

La Régie comprend que le Distributeur réévalue périodiquement ses besoins et elle est sensible aux préoccupations de certains intéressés sur le décalage entre les prévisions des besoins avant l'octroi des Contrats et celles au moment de leur approbation.

Dans le cas présent, le décalage était inévitable à cause de la période de négociation et de signature, mais l'écart entre les prévisions est faible. Néanmoins, la Régie a aussi été convaincue de la robustesse du choix de la combinaison retenue par les analyses de sensibilité effectuées par le Distributeur ainsi que par les calculs effectués selon différents scénarios de demande. Ainsi, si on considère des scénarios de demande plus faibles, la combinaison des trois Contrats reste la meilleure.

4.2 DESCRIPTION DES GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS ET CEUX RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS AINSI QU'UNE ANALYSE DES RISQUES RÉSIDUELS

POSITION DU DISTRIBUTEUR

Garanties prévues aux Contrats pour couvrir les risques reliés à la suffisance des approvisionnements

Deux types de pénalités sont prévus aux Contrats pour couvrir les risques reliés à la suffisance des approvisionnements : les pénalités liées à la date de début des livraisons et les pénalités liées au maintien de la contribution en puissance et en énergie.

³⁷ Réplique du Distributeur, page 4.

Le Distributeur précise que les fournisseurs assument le risque associé à la réalisation de leur projet. En cas de résiliation d'un Contrat, le fournisseur doit verser au Distributeur des dommages pouvant atteindre 60 000 \$ par MW³⁸.

Finalement, advenant que TCE se retrouve dans l'impossibilité d'exploiter elle-même sa centrale, le Distributeur pourra l'exploiter de manière à assurer la livraison de l'électricité³⁹.

Garanties prévues aux Contrats pour couvrir les risques financiers

Pour garantir le paiement des dommages et pénalités en cas de défaut de respecter la date de mise en service de son projet, TCE aura déposé des garanties s'élevant à 60 000 \$ par MW un an après la signature du Contrat.

Pour garantir le paiement des dommages et pénalités en cas de non respect des critères de performance après la mise en service de son projet, TCE doit déposer les garanties suivantes :

- 35 000 \$ par MW après la mise en service de la centrale;
- 25 000 \$ additionnels par MW après le 10^e anniversaire de la mise en service de la centrale.

TCE a également l'obligation de renflouer les garanties lorsque le Distributeur les exerce en totalité ou en partie.

Tel que mentionné dans le Plan, ces garanties financières ne s'appliquent pas à HQP⁴⁰ puisque le Distributeur et HQP font partie d'une même entité juridique.

Analyse des risques résiduels

Le Distributeur est d'avis que les dommages et pénalités, son droit d'exploitation de la centrale du fournisseur et ses droits de résiliation des Contrats le protègent contre les principaux préjudices prévisibles découlant d'un défaut d'un fournisseur. Il ajoute que la coïncidence d'un défaut d'un fournisseur menant à la résiliation d'un Contrat avec celle d'un événement tel qu'un scénario fort de la demande dans le nord-est des États-Unis, pouvant

³⁸ Pièce HQD-2, document 2, page 3.

³⁹ Pièce HQD-2, document 2, pages 3 et 4.

⁴⁰ Pièce HQD-2, document 2, page 4.

impliquer des coûts additionnels supérieurs aux dommages stipulés à ce Contrat, est peu probable⁴¹.

Le Distributeur affirme que le fait d'avoir sélectionné des fournisseurs possédant une vaste expérience dans le domaine de la production d'électricité et utilisant des technologies éprouvées minimise les risques d'un défaut de leur part. De plus, l'ensemble des protections prévues aux Contrats constitue, pour les fournisseurs, de forts incitatifs à performer⁴².

OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

Le **RNCREQ** considère qu'aucune garantie ni assurance n'est requise pour les Contrats de HQP alors que TCE doit en fournir. Il ajoute que les pénalités en cas de non respect des exigences sont plus sévères pour TCE que pour HQP⁴³. Il fait valoir que le Distributeur doit être assuré que HQP sera en mesure de répondre à ses obligations même en période de faible hydraulité⁴⁴.

RÉPLIQUE

En ce qui concerne le respect de la date de début des livraisons et la fourniture de l'énergie contractuelle, le Distributeur précise que les montants des dommages prévus aux Contrats de TCE et de HQP sont les mêmes lorsqu'il y a résiliation pour un défaut⁴⁵.

Le Distributeur ajoute que les Contrats prévoient des dommages ou pénalités si les performances garanties ne sont pas atteintes, qu'il s'agisse d'un manque d'eau, de gaz naturel ou d'une panne prolongée.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que les conditions d'indemnisation prévues aux Contrats de TCE et de HQP sont les mêmes en cas de résiliation pour défaut d'une des parties. Les cas de résiliations sont différents puisque TCE doit construire une centrale alors que HQP soumissionne avec une centrale existante. La Régie est satisfaite des garanties financières et contractuelles pour couvrir l'ensemble des risques. En particulier, le manque d'eau n'est pas

⁴¹ Pièce HQD-2, document 2, page 4.

⁴² Pièce HQD-2, document 2, page 5.

⁴³ Observations écrites de RNCREQ, page 11.

⁴⁴ Observations écrites de RNCREQ, page 13.

⁴⁵ Réplique du Distributeur, page 17.

un cas de force majeure que pourrait invoquer HQP pour ne pas respecter ses engagements contractuels.

4.3 DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS, POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE

POSITION DU DISTRIBUTEUR

Les coûts unitaires en 2007 des trois Contrats sont les suivants⁴⁶ :

- HQP, produits en base pour 350 MW (facteur d'utilisation de 94 %) : 5,5 ¢/kWh;
- TCE, produits en base pour 507 MW (facteur d'utilisation de 90 %) : 6 ¢/kWh;
- HQP, produits cyclables pour 250 MW (facteur d'utilisation de 50 %) : 7,4 ¢/kWh.

Le coût moyen de la combinaison des trois Contrats est de 6,1 ¢/kWh.

Selon le Distributeur, la méthodologie d'évaluation retenue mène à la sélection de la soumission la moins coûteuse, pour le type de produit recherché et dans le respect des autres critères définis au document d'appel d'offres ainsi que dans le Plan.

Le Distributeur explique que la procédure d'évaluation des offres implique, dans un premier temps, une analyse de la conformité des soumissions reçues puis un processus de sélection en trois étapes.

À la troisième étape de l'analyse, le coût espéré des combinaisons dans un ensemble de scénarios constituait l'unique critère de choix⁴⁷.

Les combinaisons ont été formées de manière à obtenir une puissance d'environ 1 050 MW sans dépasser 1 200 MW, en respectant la répartition des produits en base et cyclables⁴⁸. Une trentaine de combinaisons ont été ainsi formées⁴⁹.

⁴⁶ Pièce HQD-2, document 8; communiqué de presse du 4 juillet 2003.

⁴⁷ Pièce HQD-2, document 3, page 4.

⁴⁸ Pièce HQD-2, document 3, page 11.

⁴⁹ Pièce HQD-2, document 3, page 12.

La combinaison présentant les coûts les plus faibles est celle constituée de 350 MW de livraisons en base et 250 MW de livraisons cyclables offerts par HQP, ainsi que 550 MW de livraisons en base et 50 MW cyclables offerts par le Groupe Axor Inc et Calpine Power Corporation (Axor-Calpine). L'analyse des combinaisons a également permis d'établir que l'offre de 507 MW de TCE constitue l'alternative la plus intéressante si les négociations avec l'un des soumissionnaires retenus devaient échouer⁵⁰.

Des analyses de sensibilité ont été menées pour connaître la robustesse des évaluations quant aux variations de prix du gaz et aux variations de la valeur du dollar canadien. Les résultats de ces analyses, présentées au tableau A-6.2 de l'annexe technique #6, confirment les conclusions de la sélection⁵¹.

Compte tenu de l'impossibilité de conclure une entente avec Axor-Calpine, le Distributeur estime que le coût de la combinaison des Contrats est inférieur aux coûts des autres combinaisons⁵².

OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

La **FCEI** considère que l'appel d'offres a été mené avec sérieux et professionnalisme. La présence de près de 20 participants pour les produits en base est rassurante sur le niveau de la concurrence⁵³. Pour l'énergie cyclable, l'intéressée considère que la concurrence appréhendée de la part des participants a été suffisante dans le cadre de ce premier appel d'offres afin de garantir un prix de marché. Selon la FCEI, il est important de s'assurer que les prochains appels d'offres incluant de l'énergie cyclable soient plus longuement étudiés, afin que le processus assure un minimum de concurrence et garantisse un prix de marché⁵⁴.

Pour le **RNCREQ**, l'appel d'offres pour les produits en base a bien fonctionné parce qu'il y a eu de multiples offres. Par contre, l'appel d'offres n'a pas fonctionné pour les produits cyclables. À part HQP, les offres de produits cyclables étaient conditionnelles à l'obtention d'un contrat de produits en base. À son avis, il n'y avait réellement qu'un seul soumissionnaire, soit HQP, car les autres n'étaient plus en lice quand ils n'étaient pas sélectionnés pour les produits en base⁵⁵. En outre, cet intéressé considère que le contrat de produits cyclables avec HQP est un frein à la mise en place des programmes d'efficacité

⁵⁰ Pièce HQD-2, document 3, page 17.

⁵¹ Pièce HQD-2, document 3, page 17.

⁵² Pièce HQD-5, document 1, page 3.

⁵³ Observations écrites de FCEI, page 7.

⁵⁴ Observations écrites de FCEI, page 7.

⁵⁵ Observations écrites de RNCREQ, page 14.

énergétique puisque le coût de l'énergie est faible (4,1 ¢/kWh) par rapport au prix fixe pour la capacité.

S.É./ACÉÉ remarque que le processus a duré plus longtemps que prévu après la sélection de la combinaison gagnante à l'issue de l'étape 3. Ce délai est dû au retrait d'Axor-Calpine et à un délai supplémentaire obtenu par TCE pour mieux évaluer ses risques. Une des conséquences de ce délai est que les Contrats s'appuient sur des prévisions qui datent de plus d'un an.

RÉPLIQUE

Le Distributeur précise que les délais qui sont survenus n'ont pas augmenté ses risques ni ceux des consommateurs⁵⁶.

La question du frein à l'efficacité énergétique est non pertinente au dossier. Par ailleurs, les Contrats de livraison en base comportent aussi des parties fixes et variables et les coûts fixes et variables ne peuvent être évités vu que le Distributeur s'engage à acheter toute l'énergie produite par ces Contrats.

Enfin, en ce qui concerne le produit cyclable, le Distributeur est convaincu du dynamisme du marché⁵⁷.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite de la démonstration que la combinaison des Contrats comporte le prix le plus bas pour les quantités d'électricité et les conditions demandées. En effet, ce prix est le meilleur obtenu après un processus d'appel d'offres et de sélection rigoureux dans un marché concurrentiel.

La Régie considère qu'en général l'appel d'offres a fonctionné correctement même si des améliorations sont toujours possibles. Pour les produits cyclables, la concurrence n'a pas joué autant que pour les produits en base. La Régie retient toutefois que le prix obtenu est raisonnable. Elle invite le Distributeur à examiner les moyens de susciter une saine concurrence pour ce produit avant le lancement d'un nouvel appel d'offres de long terme. Un suivi des coûts de produits semblables dans le marché de court et moyen terme ainsi qu'une revue des moyens utilisés par les autres entreprises de services publics pour répondre à ces variations des besoins (pointe et hors pointe) pourraient être utiles.

⁵⁶ Réplique du Distributeur, page 20.

⁵⁷ Réplique du Distributeur, page 25.

4.4 RAPPORT COMPARANT LES PRIX DU CONTRAT, DE LA COMBINAISON DES CONTRATS OU DE CHAQUE CONTRAT INCLUS DANS LA COMBINAISON DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ AVEC LES PRIX DES PRINCIPAUX PRODUITS DISPONIBLES DANS LES MARCHÉS DU NORD-EST DE L'AMÉRIQUE ET LES COÛTS DE TRANSPORT APPLICABLES

POSITION DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur présente un rapport de son consultant Merrimack Energy (le Consultant) qui compare les coûts de la combinaison des Contrats aux coûts de l'électricité sur les marchés des états de New-York et de la Nouvelle-Angleterre.

Le Consultant précise que cette comparaison est difficile, car il n'existe pas de contrat de long terme de 20 ans dans les marchés des états du nord-est américain. La plupart des prévisions des prix de l'électricité que l'on retrouve sur ces marchés reflètent les prix de marché « spot » qui sont très volatiles et n'incluent pas la valeur de la sécurité que procurent les contrats de fourniture à long terme.

Pour effectuer cette comparaison, le Consultant suppose la construction dans le nord-est des États-Unis d'une nouvelle usine de production en cycle combiné au gaz naturel qui est la source actuellement la plus considérée pour de la production additionnelle d'électricité dans ces marchés. Il évalue les coûts de l'électricité d'une telle usine en utilisant les hypothèses suivantes :

➤ Coûts du capital	650 \$US/kW
➤ Capacité de l'usine	500 MW
➤ Ratio dette/équité	65 %/35 %
➤ Coût de la dette	8 %
➤ Rendement sur l'avoir-propre	20 %
➤ Terme de la dette	15 ans
➤ Taux d'efficacité thermique (« heat rate »)	6 850 Btu/kWh.

Le Consultant utilise les mêmes hypothèses que le Distributeur en ce qui concerne les coûts futurs du gaz, l'inflation, le taux de change et le taux d'actualisation.

En supposant un fonctionnement de cette usine qui produirait de l'énergie avec le facteur d'utilisation de 81,5 % des trois Contrats combinés et en retenant des coûts du gaz et de

transport de l'électricité selon la localisation de l'usine, le Consultant indique que des coûts comparables pourraient s'échelonner entre 7,2 et 7,8 ¢/kWh⁵⁸.

Par ailleurs, le Consultant produit une analyse de sensibilité sur l'hypothèse du rendement sur l'avoir-propre du promoteur. Si celui-ci était de 9,4 % au lieu de 20 %, les coûts de l'électricité s'échelonneraient entre 6,7 et 7,3 ¢/kWh.

Le Consultant ajoute qu'un projet semblable au Nouveau-Brunswick pourrait fournir de l'électricité à 7,25 ¢/kWh pour les besoins québécois. Concernant des projets semblables en Ontario, il affirme ne pas avoir en sa possession de données permettant d'en évaluer les coûts.

À titre d'information et en réponse à une question de la Régie sur les coûts d'approvisionnement s'il y avait un retard des livraisons du Contrat de TCE, le Distributeur précise que «Megawatt Daily» vient de publier une cotation pour les heures de pointes de 2006 qui s'élève à 46 \$US/MWh, transport compris. Le Distributeur émet des réserves quant à une comparaison des prix obtenus avec cette donnée parce que ces cotations varient grandement d'une semaine à l'autre vu l'échéance des livraisons en 2006 et qu'elles varient aussi en fonction de la quantité demandée⁵⁹.

La comparaison requise par le Règlement d'application a été faite sur une base globale pour les trois Contrats. Le Distributeur mentionne qu'il serait inapproprié de faire la comparaison pour l'énergie cyclable prise isolément puisqu'il serait difficile pour un producteur thermique de construire une nouvelle centrale pour ne produire que de l'énergie cyclable⁶⁰.

Le Distributeur produit un calcul qui montre un coût de 74,18 \$/MWh pour l'énergie cyclable calculée avec un facteur d'utilisation de 50 %, de 194,75 \$/MWh avec un facteur d'utilisation de 10 % et de 60,79 \$/MWh avec un facteur d'utilisation de 90 %, ce dernier correspondant à celui d'un contrat pour des livraisons en base. Il en déduit que le coût du Contrat cyclable est raisonnable⁶¹.

⁵⁸ (\$ 2007) pièce HQD-6, document 1, question 10.1.

⁵⁹ NS volume 4, pages 31 et 32.

⁶⁰ NS, volume 4, pages 130 et 131.

⁶¹ Pièce HQD-6, document 3.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite de la preuve sur la comparaison des prix avec le marché du nord-est de l'Amérique incluant les analyses de sensibilité fournies par le Distributeur. Elle remarque cependant l'absence d'analyse spécifique des marchés canadiens.

Comme le souligne l'expert du Distributeur, la comparaison avec les états du nord-est américain a des limites car, en ce moment, les contrats d'approvisionnement à long terme, surtout pour 20 ans, y sont rares. La Régie incite donc le Distributeur à se questionner sur l'approche et à compléter, le cas échéant, la démonstration requise par le Règlement d'application lors d'une future approbation de contrats d'approvisionnements.

4.5 DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS APPROUVÉES DANS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES

POSITION DU DISTRIBUTEUR

Selon le Distributeur, les Contrats respectent les onze caractéristiques suivantes, approuvées dans la phase 1 du Plan⁶² :

1. les Contrats visent l'achat de produits de livraisons en base et cyclables comportant une puissance et une énergie annuelle garantie;
2. les Contrats prévoient la valeur de l'énergie additionnelle. Les principes énoncés au Plan ont été adaptés dans le document d'appel d'offres et dans les Contrats afin de rendre ces principes opérationnels dans le contexte de l'obligation faite aux soumissionnaires de continuer de produire au-delà du coefficient de livraison contractuel lorsque la centrale n'est ni en panne ni en entretien;
3. les Contrats ont une durée de 20 ans;
4. les Contrats comportent une date de garantie de début des livraisons, sujette à une pénalité pour chaque jour de retard;
5. les garanties financières exigées sont en fonction de la puissance garantie. Dans le cas du Producteur, cette disposition est sans objet;
6. les formules de prix font appel à des mécanismes d'indexation et des indices;

⁶² Pièce HQD-2, document 5, page 3.

7. les Contrats prévoient que les fournisseurs sont responsables, à leurs frais, de l'obtention et du maintien des autorisations gouvernementales et de l'obtention de tout droit ou permis;
8. les Contrats comportent des clauses de report de la date garantie de début des livraisons au choix du Distributeur;
9. des points de livraisons alternatifs au Québec sont prévus;
10. le Contrat de TCE comporte une obligation du fournisseur de construire des installations dont les principaux paramètres sont définis. Un défaut de respecter cet engagement peut entraîner la résiliation du Contrat;
11. un droit d'exploitation est prévu au Contrat de TCE.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite du respect des caractéristiques des Contrats approuvées dans le Plan.

4.6 SUITES DONNÉES PAR LE DISTRIBUTEUR D'ÉLECTRICITÉ AU RAPPORT DE LA RÉGIE PRÉPARÉ DANS LE CADRE DE L'EXERCICE DE SON POUVOIR DE SURVEILLANCE DE LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES ET D'OCTROI AINSI QUE DU CODE D'ÉTHIQUE

POSITION DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur considère que les constatations de la Régie s'appliquent aux futurs appels d'offres. Ainsi, il entend donner suite aux constatations ayant trait à la durée du contrat, au coût de transport pour les centrales existantes et à l'analyse de conformité dans l'élaboration des appels d'offres à venir⁶³. En audience, le Distributeur a mentionné qu'il n'est ressorti aucune conclusion générale de ses rencontres avec les soumissionnaires non retenus. Cependant, certaines suggestions seront prises en considération dans les appels d'offres subséquents.

⁶³ Pièce HQD-2, document 7, page 3.

OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

S.É./ACÉÉ rappelle la décision D-2001-191 de la Régie sur la Procédure dans laquelle elle soulignait que « *les expériences vécues motiveront les ajustements de ces textes qui, par leur nature générique, leur nouveauté et leur caractère unique, doivent d'abord être soumis à l'application pratique pour être ajustés aux différents développements de la réglementation du distributeur.* »

L'intéressé précise que la Régie a le pouvoir d'améliorer le processus ou les conditions des appels d'offres du Distributeur pour l'avenir si la présente expérience révèle certaines lacunes⁶⁴. L'intéressé recommande de convoquer une audience en vue de déterminer les modifications à apporter au processus de futurs appels d'offres.

RÉPLIQUE

Le Distributeur considère que cette demande est non pertinente au présent processus et constitue une remise en question du Plan et de la Procédure approuvés par la Régie⁶⁵.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie croit qu'avec l'expérience de ce premier appel d'offres, il y a lieu de rassembler les commentaires des soumissionnaires afin d'ajuster, au besoin, le processus d'appel d'offres. Elle demande au Distributeur de présenter un rapport de ces commentaires en suivi administratif dans les 60 jours de la présente décision.

5 AUTRES OBSERVATIONS

5.1 SUIVI DES CONTRATS

POSITION DU DISTRIBUTEUR

À la suite d'une question de la Régie, le Distributeur propose d'effectuer un suivi annuel⁶⁶.

⁶⁴ Observations écrites de S.É./ACÉÉ, page 4.

⁶⁵ Réplique du Distributeur, page 27.

⁶⁶ NS, volume 4, page 82.

OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

La **FCEI** propose que le processus de suivi des Contrats soit inclus dans le cadre des dossiers tarifaires. Selon elle, cela permettrait de s'assurer de pouvoir traiter l'information relative au suivi de façon adéquate et au bon moment. Pour l'intéressée, le suivi hors cause tarifaire multiplie les dépôts d'information. Par contre, elle mentionne que, dans la mesure où le Distributeur décidait de ne pas déposer une cause tarifaire à une année donnée, ce dernier devrait alors être tenu de déposer son suivi hors cause⁶⁷.

S.É./ACÉÉ est d'accord pour que la Régie exige un suivi des Contrats jusqu'à la date de livraison et par la suite quant à l'évolution des formules de prix⁶⁸. Il considère que, pour la crédibilité du processus et dans l'intérêt public, il est important que ce premier appel d'offres soit mené à terme. Il n'y a pas ici de circonstances suffisamment graves pour justifier son annulation⁶⁹.

RÉPLIQUE

Le Distributeur réplique qu'un suivi à l'intérieur d'un dossier tarifaire semble peu pratique en raison de l'ampleur et de l'échéancier d'un tel dossier⁷⁰.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie considère que le suivi des Contrats est important. D'ici le début des livraisons, le Distributeur doit aviser la Régie, dans les 30 jours, du respect des étapes critiques inscrites aux Contrats et de l'exercice éventuel d'une option de report, en fournissant au besoin les explications nécessaires. Après le début des livraisons, le Distributeur doit présenter avec son rapport annuel un suivi indiquant pour les trois Contrats, sur une base mensuelle, les quantités de puissance et d'énergie contractuelles, d'énergie rendue disponible et d'énergie livrée, le détail des montants facturés pour la puissance et l'énergie séparément et, le cas échéant, les dommages et pénalités, avec les explications et justifications pertinentes.

⁶⁷ Observations écrites de FCEI, pages 7 et 8.

⁶⁸ Observations écrites de S.É./ACÉÉ, page 18.

⁶⁹ Observations écrites de S.É./ACÉÉ, page 7.

⁷⁰ Réplique du Distributeur, page 12.

5.2 EXÉCUTION DES CONTRATS AVEC HQP

OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

Le **RNCREQ** soumet que les Contrats entre HQP et le Distributeur ne sont pas exécutoires étant donné qu'une personne ne peut se poursuivre elle-même. L'intéressé conclut également que dans les Contrats avec HQP, tous les bénéfices sont pour l'actionnaire et tous les risques de non performance sont supportés par les consommateurs⁷¹.

Selon **S.É./ACÉÉ**, il serait faux de prétendre qu'un contrat entre le Distributeur et HQP est inexécutable. L'intéressé considère qu'il peut y avoir une représentation distincte de ces deux divisions d'Hydro-Québec et qu'il pourrait y avoir un recours entre elles devant le tribunal approprié. **S.É./ACÉÉ** ajoute que la Régie a plusieurs moyens à sa disposition pour assurer l'exécution des Contrats entre HQP et le Distributeur, dont le pouvoir de procéder aux transferts budgétaires requis entre les deux divisions⁷².

La **FCEI** est préoccupée par la façon dont le Distributeur entend faire respecter les Contrats conclus avec HQP si celui-ci ne remplit pas ses obligations. L'intéressée rappelle qu'Hydro-Québec ne possède pas une personnalité juridique distincte de ses composantes. Cette réalité juridique complique les mécanismes d'application et d'exécution des ententes contractuelles conclues entre le Distributeur et HQP⁷³.

RÉPLIQUE

Le Distributeur évoque la solidité financière d'Hydro-Québec et le levier que détient la Régie en vertu du pouvoir qu'elle a de reconnaître ou non les coûts encourus par le Distributeur qui découleraient d'un litige avec HQP⁷⁴.

OPINION DE LA RÉGIE

La Régie exerce, en vertu de la Loi, un contrôle des tarifs du Distributeur. Ce contrôle est basé sur son coût de service. Dans l'hypothèse où le Distributeur ne ferait pas valoir ses droits ou que HQP n'exécuterait pas ses obligations en vertu des Contrats⁷⁵, la Régie serait en droit d'effectuer un ajustement du coût de service que le Distributeur tente de récupérer

⁷¹ Observations écrites de RNCREQ, page 13.

⁷² Observations écrites de S.É./ACÉÉ, page 14.

⁷³ Observations écrites de FCEI, page 5.

⁷⁴ Réplique du Distributeur, page 16.

⁷⁵ Article 2, dernier alinéa.

par ses tarifs. La problématique concernant l'exécution des Contrats avec HQP devant les tribunaux civils ne se pose pas devant la Régie.

6 FRAIS DES INTÉRESSÉS

La Régie permet aux intéressés de lui soumettre une demande de paiement de frais dans les 30 jours de la présente décision, en séparant les montants affectés à la demande de confidentialité de ceux couvrant l'approbation des Contrats. La Régie déterminera alors le degré d'utilité de la participation des intéressés à ses délibérations et, le cas échéant, le montant des frais accordés selon les critères prévus au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide)⁷⁶.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁷⁷;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*⁷⁸;

La Régie de l'énergie :

CONCLUT que les trois Contrats respectent les exigences du Règlement d'application;

APPROUVE le contrat pour 350 MW de produits en base intervenu le 10 décembre 2002 avec Hydro-Québec Production;

APPROUVE le contrat pour 250 MW de produits cyclables intervenu le 10 décembre 2002 avec Hydro-Québec Production;

⁷⁶ Décision D-99-124, dossier R-3412-98, 22 juillet 1999.

⁷⁷ L.R.Q., c. R-6.01.

⁷⁸ (2002) 134 G.O. II, 8151, décret 1354-2002, 20 novembre 2002.

APPROUVE le contrat pour 507 MW de produits en base intervenu le 10 juin 2003 avec TransCanada Energy Ltd;

ORDONNE au Distributeur de déposer un rapport sur les commentaires émis par les soumissionnaires à l'appel d'offres A/O 2002-01 dans les 60 jours de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur d'aviser la Régie selon les spécifications de la section 5.1 et de présenter avec son rapport annuel un suivi des trois Contrats fournissant les informations détaillées à cette même section de la présente décision;

PERMET aux intéressés de soumettre leur demande de paiement de frais dans les 30 jours de la présente;

RÉSERVE sa décision sur le degré d'utilité de chaque intéressé de même que sur le montant des frais.

Anita Côté-Verhaaf
Régisseure

Benoît Pepin
Régisseur

Francine Roy
Régisseure

Liste des représentants :

- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel et M^e Marie-Claude Bellemare;
- Hydro-Québec représentée par M^e Simon Turmel et M^e Nicole Lemieux;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Charles O'Brien;
- Stratégies énergétiques et Association canadienne de l'énergie éolienne (S.É./ACÉE) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd (TCE) représentée par M^e Stéphane W. Miron;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif;
- M^e Pierre R. Fortin et M^e Richard Lassonde pour la Régie de l'énergie.