

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-107

R-3689-2009

21 août 2009

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Michel Hardy

Jean-François Viau

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1.	DEMANDE.....	5
2.	HISTORIQUE ET ÉTUDE DE LA PRÉSENTE ENTENTE CADRE	6
3.	BESOINS COMBLÉS PAR L'ENTENTE CADRE ET SON UTILISATION	7
	3.1 Besoins comblés par l'Entente cadre.....	7
	3.2 Suivi des ententes cadres précédentes	7
	3.3 Prix payés	9
4.	DATE DE DÉPÔT DE L'ENTENTE CADRE	11
5.	DISPENSE DE RECOURIR À L'APPEL D'OFFRES	12
6.	PRIX DE L'ENTENTE CADRE.....	12
	6.1 Prix pour les 300 heures de plus grande contribution.....	13
	6.2 Prix pour les 40 heures de plus faible contribution.....	14
	6.3 Prix pour les autres heures de l'année	16
7.	REVENTE DE PUISSANCE.....	19
	7.1 Hypothèse d'une composante de prix fixe associée à la puissance.....	20
	7.2 Intérêt économique de la revente de puissance	21
	7.3 Correction apportée au préambule de l'entente cadre	23
8.	OBLIGATION DU PRODUCTEUR RELATIVE À L'ENTENTE CADRE	23
9.	RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS	24
10.	APPROBATION ET DURÉE DE L'ENTENTE CADRE.....	24
11.	COMPTABILISATION DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE CADRE	25
12.	SUIVI	26
	DISPOSITIF	27

1. DEMANDE

[1] Le 19 février 2009, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver une entente globale cadre (l'Entente cadre) conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur). Outre l'approbation recherchée, le Distributeur demande à être dispensé de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente cadre ainsi qu'à être autorisé à comptabiliser la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux découlant de cette entente dans le compte de frais reportés créé par les décisions D-2005-34¹ et D-2005-132².

[2] La demande du Distributeur est présentée en vertu des articles 74.1 et 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³ (la Loi) et du *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*⁴ (le Règlement).

[3] La Régie procède à l'examen de cette demande sur dossier. Le 17 avril 2009, les intervenants et la Régie adressent des demandes de renseignements au Distributeur, auxquelles il répond le 30 avril 2009. Le 12 mai 2009, les intervenants soumettent leurs commentaires sur la demande du Distributeur et celui-ci y répond le 22 mai suivant. Le 17 juin 2009, la Régie envoie au Distributeur une deuxième demande de renseignements. Le Distributeur transmet sa réponse le 29 juin 2009, date à laquelle le dossier est pris en délibéré.

[4] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur.

¹ Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004.

² Décision D-2005-132, dossier R-3567-2005.

³ L.R.Q., c. R-6.01.

⁴ (2002) 134 G.O. II, 8151.

2. HISTORIQUE ET ÉTUDE DE LA PRÉSENTE ENTENTE CADRE

[5] Dans la décision D-2005-178 relative au plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur rendue le 5 octobre 2005, la Régie reconnaissait le besoin d'une entente cadre entre le Distributeur et le Producteur parce que celle-ci permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles au-delà du profil de l'électricité patrimoniale, tels que ceux créés par les variations climatiques, les indisponibilités fortuites des équipements de production des fournisseurs et l'inadéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande⁵. L'entente cadre établit les prix de l'électricité mobilisée auprès du Producteur en dépassement du profil de l'électricité patrimoniale.

[6] Par la suite, deux ententes cadres ont été approuvées par la Régie. La première, couvrant la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2006, a été approuvée le 8 novembre 2005 par la décision D-2005-203⁶. La seconde, couvrant la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008, a été approuvée le 13 juillet 2007 par la décision D-2007-83⁷ (l'Entente précédente).

[7] La présente Entente cadre⁸, soumise à la Régie pour approbation, constitue donc la troisième entente de ce genre. Les différences avec les ententes précédentes sont les suivantes :

- sa durée est de cinq ans, comparativement à deux ans pour les deux ententes cadres précédentes;
- l'ajout d'une stipulation explicite selon laquelle le Distributeur ne peut remettre en vente toute quantité de puissance;
- l'introduction d'un prix applicable aux dépassements du profil de l'électricité patrimoniale correspondant aux 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale;
- le prix applicable à la majorité des heures de l'année est de 8,5 ¢/kWh en 2009, soit celui de l'Entente précédente auquel un taux d'indexation annuel de 2,5 % est appliqué.

⁵ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 24.

⁶ Décision D-2005-203, dossier R-3568-2005.

⁷ Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006.

⁸ Pièce B-1-HQD-1, document 1.

[8] La Régie examine l'Entente cadre en tenant compte de ces modifications, mais aussi en considérant le contexte du marché actuel et l'utilisation faite par le Distributeur des ententes précédentes.

3. BESOINS COMBLÉS PAR L'ENTENTE CADRE ET SON UTILISATION

3.1 BESOINS COMBLÉS PAR L'ENTENTE CADRE

[9] Le Distributeur explique que les besoins d'électricité couverts par l'Entente cadre sont ceux qui se manifestent après qu'il ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition. L'utilisation de l'Entente cadre permet de répondre en temps réel aux besoins d'électricité non prévus⁹.

3.2 SUIVI DES ENTENTES CADRES PRÉCÉDENTES

[10] En référence à l'utilisation faite des ententes cadres au cours des quatre dernières années, le Distributeur indique qu'il « *utilise les dispositions de l'Entente comme moyen de dernier recours et adopte les stratégies nécessaires afin d'en minimiser l'utilisation* ». ¹⁰

[11] Le tableau 1 présente, pour les années 2005 à 2008, certaines données relatives à l'utilisation des ententes cadres précédentes.

⁹ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 5 et 6.

¹⁰ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 7.

Tableau 1
UTILISATION DES ENTENTES CADRES PRÉCÉDENTES

	2005	2006	2007	2008
Dépassements pendant les 300 heures de plus grande contribution (GWh)	1,1	0,0	0,3	0,0
Dépassements pendant les 40 heures de plus faible contribution (GWh)	11,7	31,7	3,5	10,9
Dépassements pendant le reste des heures (GWh)	32,8	64,2	188,7	92,0
Dépassements totaux (GWh)	45,6	95,9	192,5	102,8
Dépassement maximal (MW)	992	1966	465	927
Coûts facturés (M\$)	3,7	7,4	15,7	8,5

Sources : Pièce B-7, page 13; pièce C-2-4, annexe 1

[12] La Régie note les résultats suivants du tableau 1 et des relevés des livraisons transmis par le Distributeur¹¹ :

- les dépassements lors des 300 heures de plus grande contribution sont faibles depuis 2006;
- aucun dépassement supérieur à 1 000 MW n'a été enregistré au cours des années 2007 et 2008, malgré des dépassements totaux plus importants que lors des années 2005 et 2006;
- la grande majorité des dépassements se situent entre 0 et 100 MW depuis 2005;
- la proportion de l'énergie en dépassement en période hors pointe¹² a été moins forte en 2007 et 2008 qu'elle ne l'était en 2005 et 2006.

[13] La Régie constate une diminution de l'utilisation de l'Entente précédente (2007-2008) par rapport à la première entente cadre (2005-2006) quant aux dépassements observés pendant les 300 heures de plus grande contribution, aux dépassements maximums, ainsi qu'à la proportion de l'énergie en dépassement en période hors pointe

¹¹ Pièces B-3 et B-4.

¹² Hors pointe : heures de nuit, de fins de semaine et de jours fériés.

pendant laquelle les prix sur les marchés sont généralement bas. Toutefois, la Régie constate une augmentation de l'utilisation de l'Entente précédente quant aux dépassements totaux. À cet égard, le Distributeur mentionne que :

« Les dépassements plus importants en 2007 s'expliquent par le fait que le Distributeur a dû faire face à des températures froides récurrentes et persistantes. Grâce à d'importants achats de court terme sur les marchés, le Distributeur a évité des dépassements lors des 300 heures de plus forte charge. Cependant, des dépassements plus importants n'ont pu être évités lors des autres heures de l'année. »¹³

3.3 PRIX PAYÉS

[14] Dans la décision D-2007-83 relative à l'Entente précédente, la Régie invitait le Distributeur à explorer diverses approches pour la prochaine entente cadre : « *L'une de ces approches pourrait être basée sur les prix disponibles « ex post » (réel) sur les marchés limitrophes. Cette formule de prix pourrait tenir compte du coût d'opportunité du Producteur [...]* ». Elle soulignait également que « *Dans d'autres marchés, comme celui du NYISO, il existe aussi des mécanismes d'ajustement en temps réel et les fournisseurs appelés à répondre à des besoins immédiats sont compensés selon des prix établis en temps réel correspondant à l'équilibre entre l'offre et la demande à ce moment précis.* »¹⁴ [nous soulignons]

[15] Dans le présent dossier, le Distributeur relativise la comparaison entre les prix de l'Entente cadre et les prix du marché de New York. Bien qu'il souscrive au principe selon lequel l'entente cadre doit refléter la valeur des opportunités du fournisseur, il indique qu'une comparaison au seul marché *New York Independent System Operator* (NYISO) zone M est inadéquate notamment en raison de la flexibilité du Producteur liée à l'entreposage d'énergie et de son accès à d'autres marchés que celui de New York¹⁵.

[16] Le Distributeur ajoute que toute référence à un prix de marché, particulièrement à celui du marché horaire de New York, doit tenir compte de la valeur additionnelle de

¹³ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 8 et 9.

¹⁴ Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006, pages 7 et 13.

¹⁵ Pièce B-16, page 7; pièce B-7, page 4; pièce B-13, page 19.

l'Entente cadre. Celle-ci ne comporte notamment aucun coût fixe, aucune obligation d'achat, aucune restriction de volume d'énergie ni aucun délai d'appel¹⁶.

[17] La Régie examine l'écart de coûts entre l'Entente cadre et le marché NYISO en tenant compte du fait que ce marché de comparaison, bien qu'utile, est imparfait pour les considérations énoncées précédemment. Le tableau 2 montre que, de 2006 à 2008, les ententes cadres ont entraîné un surcoût par rapport au marché NYISO zone M. Même en tenant compte des frais en importation, le Distributeur a dû déboursier entre 1 et 5 M\$CAN de plus, annuellement, pour combler les dépassements. Ces surcoûts représentent entre 12 et 32 % du coût total des ententes cadres.

Tableau 2
COMPARAISON DES COÛTS DE L'ENTENTE CADRE ET DU MARCHÉ NYISO

	M\$			
	2008	2007	2006	2005
(a) Coût des dépassements selon les valeurs horaires	8,50	11,90	7,40	3,70
(b) Ajustement annuel (article 5.2.2 b)	s/o	3,80	s/o	s/o
(c) Coût total de l'entente cadre [a + b]	8,50	15,70	7,40	3,70
(d) Indicateur de marché NYISO M [somme de <i>prix horaire NYISO M x dépassement horaire</i>] ajusté pour le taux de change \$CAN/\$US *	6,72	9,80	4,70	3,70
(e) Différence par rapport à l'indicateur de marché NYISO M [(c) – (d)]	1,78	5,90	2,70	0,00
(f) Différence par rapport au marché NYISO M, tenant compte d'un prix du NYISO M ajusté pour les frais en import (TSC, NTAC, SC)	1,03	5,05	2,18	-0,24

Moyenne annuelle du taux de change (\$CAN/\$US)	1,06601429	1,07478127	1,13409360	1,21163240
Moyenne annuelle des frais en import (\$US/MWh)	7,28	5,85	5,39	5,17

* Banque du Canada — Département des marchés financiers — Moyenne annuelle des taux de change, Ottawa, 2005 à 2007 (page consultée le 15 avril 2009).

Source : Pièce B-7, page 11

[18] Tenant compte du fait que l'Entente cadre est un produit différent du marché horaire de New York, mais considérant les prix observés sur ce marché et l'ampleur des dépassements totaux en 2007 et 2008, la Régie est d'avis que le Distributeur doit chercher à réduire ces dépassements en suivant la demande d'heure en heure et en interagissant sur les marchés de court terme via les bourses d'énergie ou par transactions bilatérales.

¹⁶ Pièce B-16, pages 5 et 7; pièce B-13, page 21.

4. DATE DE DÉPÔT DE L'ENTENTE CADRE

[19] L'article 3 du Règlement porte sur l'approbation par la Régie de toute entente globale cadre et prévoit que « *Une demande d'approbation est présentée à la Régie au moins 90 jours avant la date d'entrée en vigueur de l'entente, à moins de circonstances particulières démontrées par le distributeur d'électricité à la Régie* ».

[20] Or, le Distributeur a présenté le 19 février 2009 sa demande d'approbation de l'Entente cadre pour la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013, soit 50 jours après la date prévue de son entrée en vigueur.

[21] Selon l'ACEF de Québec, le Distributeur devrait justifier le dépôt tardif de sa demande d'autorisation de l'Entente cadre et demander explicitement, avec justification, l'application rétroactive de l'Entente cadre au 1^{er} janvier 2009¹⁷.

[22] Le Distributeur soumet que l'argument de l'intervenante devrait être rejeté, notamment parce que l'Entente cadre a été conclue sous condition résolutoire (article 4.1) et que la Régie a toute la latitude, quant aux délais, pour mener le processus d'approbation à terme. Il ajoute qu'il y a absence de rétroactivité à l'égard des coûts découlant de l'Entente cadre, qui ne sont connus de façon certaine qu'à la fin de l'année en cause¹⁸.

[23] La Régie ne juge pas opportun, dans le présent dossier, de donner suite à la recommandation de l'ACEF de Québec quant à l'application rétroactive de l'Entente cadre. Celle-ci fixe le coût des dépassements de l'électricité patrimoniale qui ne seront connus de façon définitive qu'à la fin de l'année 2009¹⁹. En outre, l'ajustement final des factures émises au cours de l'année se fait au plus tard 60 jours ouvrables suivant la fin de chaque année civile, tel que prévu à l'article 8.1 de l'Entente cadre.

[24] En ce qui concerne le dépôt tardif de la demande du Distributeur, la Régie traite de cette question à la section 10 de la présente décision.

¹⁷ Pièce C-2-4, pages 3 et 11.

¹⁸ Pièce B-16, pages 3 et 4.

¹⁹ Pièce B-11, page 13.

5. DISPENSE DE RECOURIR À L'APPEL D'OFFRES

[25] Pour satisfaire les besoins des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale, le Distributeur doit acquérir les approvisionnements requis par appel d'offres. En vertu de l'article 74.1 de la Loi, la Régie peut néanmoins dispenser le Distributeur de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

[26] Le Distributeur demande à être dispensé de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente cadre. Dans la décision relative à l'Entente précédente, la Régie décidait que « *Vu la nature de l'Entente et comme seul le Producteur peut actuellement offrir ce service durant toute l'année, la Régie dispense le Distributeur de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente* »²⁰. Aucun élément nouveau ne permet à la Régie de conclure autrement dans le présent dossier. Ainsi, la Régie accueille la demande de dispense du Distributeur.

6. PRIX DE L'ENTENTE CADRE

[27] Dans la présente Entente cadre, les prix payables par le Distributeur au Producteur s'appliquent selon les plages d'heures suivantes :

- un prix pour les dépassements survenant pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale (les 300 heures de plus grande contribution);
- un prix pour les dépassements survenant pendant les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale (les 40 heures de plus faible contribution);
- un prix pour les 8 420 autres heures de l'année.

²⁰ Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006, page 7.

6.1 PRIX POUR LES 300 HEURES DE PLUS GRANDE CONTRIBUTION

[28] Pour ces 300 heures, le prix fixé à l'article 7.1.1 de l'Entente cadre est égal au maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du Day-Ahead market (DAM) de la zone M du NYISO augmenté de certains frais, dont les frais de transport, et ajusté pour le taux de change. Ce prix est identique à celui prévu aux deux ententes cadres précédentes.

[29] Dans la décision D-2007-83 relative à l'Entente précédente, la Régie considérait que le prix pour les 300 heures de plus grande contribution n'avait pas à être aussi élevé²¹. En réponse à une question d'un intervenant demandant au Distributeur pourquoi il propose un tel prix malgré les commentaires de la Régie émis dans cette décision, le Distributeur répond que :

« Le prix de 30 ¢/kWh n'est pas un prix proposé, mais le résultat d'une négociation entre deux parties. Les termes de l'entente pris dans leur ensemble procurent à la clientèle du Distributeur un moyen de gestion des dépassements peu coûteux en considérant qu'aucun marché n'est en mesure d'offrir un tel produit.

[...]

La présente entente est le résultat d'une négociation entre le Distributeur et le Producteur et fait foi des concessions consenties de part et d'autre entre les deux parties, où le Distributeur a pour objectif d'obtenir le service au meilleur prix pour ses clients. »²²

[30] La Régie constate qu'entre 2005 et 2008, le prix du DAM de la zone M du NYISO a toujours été inférieur à 30 ¢/kWh lors des mois d'hiver, durant les 300 heures de plus grande contribution²³. Comme le prix applicable est le maximum entre le prix du DAM²⁴ et 30 ¢/kWh, le prix réellement facturé a toujours été de 30 ¢/kWh. Selon toute vraisemblance, le prix du DAM devrait demeurer, en moyenne, en-deçà de 30 ¢/kWh au cours des années visées par l'Entente cadre. La Régie prend en compte dans sa décision le

²¹ Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006, page 10.

²² Pièce B-11, pages 6 et 9.

²³ Pièce B-8, page 8.

²⁴ Prix augmenté de certains frais et ajusté pour le taux de change.

fait que le prix minimum de 30 ¢/kWh est le même depuis 2005 et qu'il sera maintenu jusqu'en 2013.

[31] Par ailleurs, le Distributeur soutient que la flexibilité offerte par l'Entente cadre justifie pleinement le prix de 30 ¢/kWh payé pendant les heures qui coïncident avec la pointe des besoins en électricité du Québec²⁵. La Régie est d'avis que ce prix incite le Distributeur à ne pas compter sur l'Entente cadre pour ses approvisionnements en pointe et qu'il est justifié qu'il en soit ainsi, entre autres pour des raisons de fiabilité d'approvisionnement. À cet égard, elle remarque l'utilisation très limitée des ententes cadres précédentes durant les 300 heures de plus grande contribution lors des trois dernières années, tel que démontré au tableau 1.

[32] Enfin, la Régie note l'objectif du Distributeur de toujours minimiser l'utilisation de l'entente cadre particulièrement pendant les 300 heures de plus forte charge, notamment par l'accroissement de ses importations à partir du NYISO²⁶.

[33] Considérant le résultat global de la négociation, le maintien du même prix pendant neuf ans, l'incitatif à éviter les dépassements pendant la pointe, l'utilisation très limitée des ententes précédentes pendant les heures à prix élevé et la stratégie de gestion des approvisionnements du Distributeur visant à minimiser le recours à l'entente cadre, la Régie accepte le prix applicable aux dépassements du profil de l'électricité patrimoniale pendant les 300 heures de plus grande contribution.

6.2 PRIX POUR LES 40 HEURES DE PLUS FAIBLE CONTRIBUTION

[34] Pour ces 40 heures, le prix fixé à l'article 7.1.2 de l'Entente cadre est celui du DAM de la zone M du NYISO, augmenté des frais applicables et ajusté pour le taux de change. Le prix de cette plage est encadré par un plafond égal au prix applicable lors des autres heures de l'année (article 7.1.3 de l'Entente cadre) et par un plancher constitué du prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,79 ¢/kWh.

²⁵ Pièce B-8, page 7.

²⁶ Pièce B-8, pages 6 et 7; pièce B-11, page 12.

[35] Le Distributeur souligne que les difficultés liées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de plus faible demande imposent certaines contraintes d'approvisionnement au Distributeur et que, conséquemment, les dépassements sont souvent inévitables pendant les heures concernées²⁷. Il soumet que le prix de l'Entente cadre, balisé par le prix de marché auquel des limites supérieure et inférieure s'appliquent, répond aux souhaits exprimés par la Régie dans sa décision relative à l'Entente précédente :

« La Régie comprend que la production minimale de certaines centrales comme les centrales hydrauliques au fil de l'eau et certaines centrales thermiques (centrale nucléaire de Gentilly 2, par exemple) peut créer une situation limitant les importations en période de faible charge au Québec. Cependant, dans une telle situation, le coût d'opportunité du Producteur est très faible et peut être quasi nul. Si le Producteur doit produire et exporter pour écouler sa production en période de faible charge, il est logique que le Distributeur puisse profiter de cette énergie au coût réel de marché. Dans cette situation, le Producteur ne peut alors entreposer cette énergie et la revendre « quand bon lui semble ». La Régie constate que le Distributeur peut être pénalisé dans ces situations où il devrait pouvoir utiliser ses moyens d'approvisionnement à un coût possiblement moindre que celui de l'Entente. »²⁸ [nous soulignons]

[36] Dans cette décision, la Régie s'appuyait notamment sur l'explication suivante fournie par le Distributeur :

« Il existe cependant un seuil minimal de production sur le réseau. Le seuil, qui varie constamment, est le résultat des contraintes de débits minimums aux ouvrages de production hydraulique, et des contraintes techniques et contractuelles aux centrales thermiques et de contraintes sur le réseau de transport. »²⁹

[37] Dans le présent dossier, le Distributeur soutient, qu'il est inexact de présumer que *« le coût d'opportunité de l'énergie pendant la période de production minimale du Producteur peut être quasi nul [...] puisque le Producteur a toujours la possibilité d'entreposer l'eau dans ses réservoirs en vue d'une vente ultérieure »³⁰*. Or, la Régie

²⁷ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 12.

²⁸ Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006, page 6.

²⁹ Dossier R-3622-2006, pièce B-9, page 5.

³⁰ Pièce B-13, page 19.

estime que le coût d'opportunité du Producteur peut être très faible, puisqu'un seuil minimal de production doit être maintenu en période de faible charge sur le réseau.

[38] L'analyse des dépassements de 2005 à 2008 et le désir de circonscrire les heures de creux de charge ont dicté au Distributeur le choix du nombre d'heures pour lesquelles l'article 7.1.2 de l'Entente cadre s'appliquera, soit 40 heures. Le Distributeur ajoute que l'augmentation du nombre d'heures n'aurait pas pour effet d'accroître significativement l'énergie en dépassement pour cette plage³¹. À partir des relevés des livraisons réalisées³², la Régie en arrive au même constat.

[39] La Régie est d'avis que le prix balisé par le prix du marché tient compte des contraintes d'approvisionnement du Distributeur dues aux limitations en importation et du très faible coût d'opportunité du Producteur en période de faible demande. En conséquence, elle accepte le prix applicable aux dépassements du profil de l'électricité patrimonial pendant les 40 heures de plus faible contribution.

6.3 PRIX POUR LES AUTRES HEURES DE L'ANNÉE

[40] Pour les autres heures de l'année, le prix fixé à l'article 7.1.3 de l'Entente cadre est de 8,5 ¢/kWh pour l'année 2009, indexé de 2,5 % par année par la suite. Le Distributeur explique que le prix de 8,5 ¢/kWh correspond à celui de l'Entente précédente, auquel un taux d'indexation annuel de 2,5 % a été appliqué³³.

[41] Dans la décision D-2007-83, la Régie invitait le Distributeur à explorer diverses approches pour la prochaine entente cadre, dont le recours à une formule basée sur le prix de marché tenant compte du coût d'opportunité du Producteur³⁴.

[42] Le Distributeur informe la Régie que ni un prix de marché, ni une formule d'indexation du prix en fonction de l'évolution des prix réels sur les réseaux voisins, n'ont été retenus au terme de la négociation entre les parties. Il soutient que l'utilisation

³¹ Pièce B-7, page 9.

³² Pièces B-3 et B-4.

³³ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 12.

³⁴ Décision D-2007-83, dossier R-3622-2006, pages 12 et 13.

d'un prix fixé d'avance, applicable à la majorité des heures de l'année, réduit son exposition à la volatilité des prix de marché et, par conséquent, réduit le risque associé à ses coûts d'approvisionnement, particulièrement dans le contexte où il est difficile, voire impossible, de déterminer à l'avance le jour et l'heure de l'année où les dépassements seront facturés³⁵.

PRIX À TERME DU MARCHÉ NYISO

[43] Certains intervenants, de même que la Régie, ont effectué diverses analyses comparatives entre les prix des dépassements de l'Entente cadre et les prix à terme du marché NYISO. Les résultats démontrent que les coûts encourus seraient moins élevés selon les prix du marché NYISO zone M que selon les prix de l'Entente cadre en vigueur. La Régie considère, dans sa comparaison, le fait que le Producteur ne se limite pas à transiger sur le seul marché de New York.

[44] Le Distributeur soumet que la valeur du produit offert par le Producteur dans le contexte de l'Entente cadre est supérieure à celle de l'énergie achetée sur les marchés horaires voisins, notamment sur le NYISO, compte tenu de la flexibilité qu'il lui offre. Le produit est fourni au gré de ses besoins, sans obligation d'achat et sans frais fixes³⁶.

COÛT DES APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME DU DISTRIBUTEUR

[45] Le prix moyen de 8,5 ¢/kWh peut être comparé au coût moyen des approvisionnements issus des transactions bilatérales et des transactions sur les bourses énergétiques. Le tableau suivant présente le coût moyen réel des approvisionnements de court terme (transactions bilatérales, DAM et *real-time*) pour les années 2005 à 2008.

³⁵ Pièce B-7, pages 3, 4 et 8; pièce B-1-HQD-2, document 1, page 13.

³⁶ Pièce B-7, pages 4 et 6; pièce B-16, page 7.

Tableau 3
ACHATS DE COURT TERME (SANS APPEL D'OFFRES)

	2005	2006	2007	2008	TOTAL
Quantités (TWh)	1,083	0,788	1,353	0,861	4,085
Coûts (M\$)	86,6	53,9	127,0	64,0	331,5
Coûts unitaires (¢/kWh)	8,0	6,8	9,4	7,4	8,1

Sources : Pièces HQD-3, document 1.3 des rapports annuels 2006, 2007 et 2008 du Distributeur

[46] Le coût unitaire moyen des approvisionnements de court terme est de 8,1 ¢/kWh, mais a varié sensiblement entre 2005 et 2008. Le prix pour les autres heures de l'année, qui est fixé à 8,5 ¢/kWh pour 2009, est comparable à ce coût moyen.

COÛT D'OPPORTUNITÉ DU PRODUCTEUR

[47] Le Distributeur souscrit au principe, mis de l'avant par certains intervenants, selon lequel l'entente cadre doit refléter la valeur des opportunités du Producteur. En effet, ce dernier peut s'abstenir de vendre en période hors pointe lorsque les prix sont trop faibles afin d'être actif sur les marchés limitrophes lorsque les prix sont plus élevés³⁷.

[48] En référence aux derniers rapports annuels publiés par Hydro-Québec, le Distributeur indique que les revenus unitaires des ventes d'électricité hors Québec ont oscillé entre 9 et 11 ¢/kWh, soit des valeurs moyennes supérieures à 8,5 ¢/kWh. Il fournit également le revenu unitaire des exportations d'Hydro-Québec en 2008, lequel est établi à 8,8 ¢/kWh à partir de statistiques publiées par l'Office national de l'énergie (ONÉ)³⁸.

[49] Après examen des rapports annuels d'Hydro-Québec³⁹, la Régie constate que les revenus unitaires moyens des exportations nettes (incluant les transactions financières connexes) ont varié de 9,8 à 12,4 ¢/kWh entre 2005 et 2008, alors que les revenus unitaires moyens des ventes hors Québec ont varié entre 7,9 et 9,6 ¢/kWh. Pour évaluer le coût d'opportunité du Producteur, la Régie ne considère que ces dernières valeurs ainsi que celle publiée par l'ONÉ. En effet, puisque les revenus des exportations nettes (9,8 à

³⁷ Pièce B-16, page 7; pièce B-4, page 4.

³⁸ Pièce B-16, page 7; pièce B-17, page 4.

³⁹ Rapports annuels 2005 à 2008 d'Hydro-Québec.

12,4 ¢/kWh) résultent de la division des revenus des ventes hors Québec par les quantités d'énergie exportées nettes des quantités importées, le dénominateur pourrait être faible, selon le niveau d'activité du Producteur en export et en import. Il en résulterait alors un revenu unitaire fort élevé.

[50] Pour comparer le prix pour les autres heures de l'année de l'Entente cadre à la valeur des opportunités du Producteur, les frais d'exportation doivent être soustraits des revenus unitaires bruts hors Québec, car ils sont payables lorsque le Producteur vend hors du Québec. La preuve au dossier ne permet pas de conclure avec certitude que les revenus indiqués plus haut incluent les frais d'exportation⁴⁰. En admettant qu'ils soient inclus, le coût d'opportunité du Producteur pourrait être inférieur au prix de l'Entente cadre pour les autres heures de l'année 2009.

CONCLUSION

[51] Considérant certaines caractéristiques propres à l'électricité patrimoniale et à l'Entente cadre, la Régie ne peut conclure que le prix prévu à l'Entente cadre pour les autres heures de l'année est trop élevé par rapport aux prix de marché pour un produit similaire.

[52] De même, après avoir comparé le prix prévu à l'Entente cadre avec les prix du marché et le prix moyen des achats de court terme du Distributeur, et après avoir analysé le coût d'opportunité du Producteur, la Régie conclut que le prix prévu de 8,5 ¢/kWh, indexé annuellement à 2,5 %, est raisonnable.

7. REVENTE DE PUISSANCE

[53] Lors de dossiers antérieurs devant la Régie, le Distributeur affirmait que les principes sous-jacents à l'entente cadre ne lui permettaient pas de revendre de la puissance dont il disposait à partir de ses approvisionnements postpatrimoniaux. Il explique, dans le présent dossier, que les deux premières ententes cadres ont été négociées dans un contexte où la revente de puissance n'était aucunement envisagée, ce qui s'est

⁴⁰ Pièce B-17, pages 3 et 4.

traduit par une formule de prix axée sur l'énergie et comportant un incitatif à une utilisation minimale de l'entente cadre lors des 300 heures de plus forte charge⁴¹.

[54] Dans la décision D-2008-133 relative au plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie demandait au Distributeur, dans le cadre de sa négociation de la prochaine entente cadre avec le Producteur, de clarifier la possibilité éventuelle de revendre de la puissance et d'en évaluer l'intérêt financier pour réduire ses coûts d'approvisionnement⁴².

[55] La présente Entente cadre négociée avec le Producteur prévoit que le Distributeur ne revendra aucune quantité de puissance sur les marchés :

« ATTENDU QUE le Producteur met à la disposition du Distributeur les ressources qu'il planifie pour assurer la fiabilité de l'électricité patrimoniale, telles que définies dans les services complémentaires, dans la mesure où le Distributeur utilise ces ressources uniquement pour des fins d'approvisionnement des marchés québécois et qu'il ne peut ainsi remettre en vente toute quantité de puissance; »

7.1 HYPOTHÈSE D'UNE COMPOSANTE DE PRIX FIXE ASSOCIÉE À LA PUISSANCE

[56] La structure de prix de l'Entente cadre comporte une composante variable selon trois plages d'heures : les 300 heures de plus grande contribution où le prix est plus élevé, les 40 plus petites valeurs horaires et les autres heures de l'année. Elle tient donc implicitement compte de la puissance observée à la pointe d'hiver, mais ne comporte pas de composante fixe associée à la puissance des dépassements de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur rapporte que, dans l'éventualité où il deviendrait un vendeur de puissance sur les marchés limitrophes, le Producteur demanderait d'inclure dans l'entente cadre une composante de prix fixe pour la puissance⁴³. Par ailleurs, la stipulation de l'Entente cadre interdisant la revente de puissance mentionne que le Producteur met à la disposition du

⁴¹ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 13.

⁴² Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 25.

⁴³ Pièce B-16, page 8.

Distributeur les ressources en puissance définies dans les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale.

[57] La Régie constate que l'aléa sur les besoins en électricité couvert par l'Entente cadre est celui couvert par le service complémentaire de planification des ressources en puissance⁴⁴, dont la valeur est incluse dans le prix de l'électricité patrimoniale⁴⁵. Toutefois, l'obligation du Producteur concernant le service complémentaire de planification des ressources en puissance associé à l'électricité patrimoniale se limite à « *Planifier les ressources en puissance* »⁴⁶ [nous soulignons]. Ces ressources sont physiquement accessibles, mais leurs conditions d'utilisation pour répondre à des besoins postpatrimoniaux ne sont pas incluses dans l'approvisionnement patrimonial⁴⁷. En conséquence, les ressources en puissance planifiées et maintenues pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité patrimoniale peuvent être aussi utilisées pour combler les besoins non prévus en dépassement du profil de l'électricité patrimoniale et tarifées par la mise en place d'un accord commercial, au même titre qu'une transaction de *Unforced Capacity* (UCAP) ou qu'un partage de réserve en puissance avec les réseaux voisins⁴⁸.

[58] En conséquence, la Régie est d'avis que la stipulation interdisant la revente de puissance peut se justifier, puisque le Producteur pourrait demander d'inclure dans l'entente cadre une composante de prix fixe pour la puissance si le Distributeur voulait se prévaloir d'opportunités de revente de celle-ci.

7.2 INTÉRÊT ÉCONOMIQUE DE LA REVENTE DE PUISSANCE

[59] Le Distributeur s'engage à ne revendre aucune quantité de puissance sur les marchés, y compris celle provenant des approvisionnements postpatrimoniaux⁴⁹. Selon la Régie, il est tout à fait légitime que la puissance provenant des approvisionnements

⁴⁴ Pièce B-13, page 23; pièce B-8, page 11; dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 1, page 28.

⁴⁵ (2001) 133 G.O. II, 7705.

⁴⁶ Pièce B-8, annexe 1.

⁴⁷ Pièce B-7, page 27.

⁴⁸ Pièce B-17, pages 7, 8, 10 et 11.

⁴⁹ Pièce B-7, page 24.

patrimoniaux ne puisse être revendue par le Distributeur, justement en raison de sa nature patrimoniale. Quant à la puissance provenant des approvisionnements postpatrimoniaux, elle pourrait être revendue par le Distributeur dans la mesure où elle a été acquise par celui-ci et que cette revente lui permettrait de réduire ses coûts d'approvisionnement.

[60] Le Distributeur rapporte que, lors des négociations avec le Producteur, ce dernier a clairement indiqué que la structure de prix de l'entente cadre reflétait un contexte où le Distributeur avait des besoins en puissance et n'était pas un vendeur de puissance postpatrimoniale sur les marchés avoisinants. Dans l'éventualité où il deviendrait un vendeur de puissance, le Producteur proposerait une tarification plus proche de la structure de marché, avec une composante fixe pour la puissance et une composante variable pour l'énergie⁵⁰. Le prix de la puissance que le Producteur lui facturerait en vertu de l'Entente cadre est inconnu. La Régie peut raisonnablement s'attendre à que ce prix soit élevé, compte tenu des propos du Distributeur à ce sujet :

« Lors des négociations de la toute première entente-cadre, les opportunités économiques d'Hydro-Québec Production sur les marchés ont été une considération déterminante pour en arriver aux conditions finalement consenties au Distributeur.

Le Distributeur rappelle que ces conditions sont nettement plus avantageuses que celles offertes par le marché et qu'elles n'auraient pas pu être obtenues ou ne pourraient être maintenues dans le contexte où la revente de puissance postpatrimoniale se ferait au détriment des opportunités économiques d'Hydro-Québec Production. »⁵¹

[61] En contrepartie, le Distributeur indique qu'il pourrait tirer des revenus de la revente de quelques centaines de mégawatts au prix de 2,5 \$/kW-mois⁵².

[62] Vu ce qui précède, la Régie juge raisonnable que le Distributeur se soit engagé à ne pas remettre en vente toute quantité de puissance.

⁵⁰ Pièce B-16, page 8.

⁵¹ Pièce B-17, page 11.

⁵² Pièce B-7, page 26.

7.3 CORRECTION APPORTÉE AU PRÉAMBULE DE L'ENTENTE CADRE

[63] Dans l'attendu de l'Entente cadre interdisant la remise en vente par le Distributeur de toute quantité de puissance, le terme « *puissance* » est en italique, référant ainsi à la définition suivante : « *le taux moyen auquel des ressources fournissent l'énergie pendant une heure* ». En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur précise que le terme « *puissance* » de cet attendu ne devrait pas être en italique⁵³.

[64] Compte tenu de la définition du terme « *puissance* » et de la signification de l'expression « *remettre en vente toute quantité de puissance* », la Régie prend acte de la correction apportée par le Distributeur à l'Entente cadre.

8. OBLIGATION DU PRODUCTEUR RELATIVE À L'ENTENTE CADRE

[65] S.É./AQLPA invite la Régie à constater et déclarer que le Producteur a l'obligation de fournir au Distributeur le service prévu à l'Entente cadre. Il soutient que ce service est un service nécessaire et généralement reconnu visé par l'article 6 du *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*⁵⁴, qui est certes tarifé, mais que le Producteur a l'obligation de fournir⁵⁵.

[66] La Régie note que l'article 6.3 de l'Entente cadre prévoit que « *Le Producteur ne prend aucun engagement de fournir au Distributeur des services au-delà des services complémentaires* ». Elle prend également acte de l'explication du Distributeur à cet égard :

« *Outre les approvisionnements contractés par appel d'offres (contrats de base et cyclable), il n'y a aucun engagement de la part d'Hydro-Québec Production de satisfaire des besoins en dépassement du profil patrimonial qui feraient appel à des ressources qui ne sont pas justifiées par ses obligations à l'égard de*

⁵³ Pièce B-11, page 5.

⁵⁴ (2001) 133 G.O. II, 7705.

⁵⁵ Pièce C-1-4, pages 7 et 14.

l'électricité patrimoniale incluant les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. »⁵⁶

9. RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS

[67] L'article 15 de l'Entente cadre prévoit que :

« Tout conflit ou toute dispute en rapport avec la présente entente qui ne peut être résolu par les représentants de chacune des parties prévus à l'article 16 devra faire l'objet d'une rencontre entre le président de chacune des parties. »

[68] L'UC recommande que la Régie rejette les modalités d'arbitrage des différends internes à l'entreprise et que l'arbitrage relève de son autorité⁵⁷. Or, la Régie n'a pas ce pouvoir. Elle réitère les propos qu'elle a tenus dans les décisions D-2003-159 et D-2008-076⁵⁸ :

« 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 Contrats, la Régie serait en droit d'effectuer un ajustement du coût de service que le Distributeur tente de récupérer par ses tarifs. La problématique concernant l'exécution des Contrats avec HQP devant les tribunaux civils ne se pose pas devant la Régie. »⁵⁹

10. APPROBATION ET DURÉE DE L'ENTENTE CADRE

[69] Pour les motifs énoncés précédemment, la Régie approuve l'Entente cadre pour la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013. Elle prend acte de l'engagement du

⁵⁶ Pièce B-8, page 14.

⁵⁷ Pièce C-3-3, pages 23, 24 et 27.

⁵⁸ Décision D-2008-076, dossier R-3648-2007 Phase 1.

⁵⁹ Décision D-2003-159, dossier R-3515-2003, pages 26 et 27.

Distributeur de requérir son approbation préalable avant d'exercer l'une ou l'autre des options prévues aux articles 11, 14 et 17.4 de l'Entente cadre relatifs à la résiliation, à la cession, à la modification ou à la renonciation⁶⁰. L'approbation de la Régie quant à l'exercice de ces options découle implicitement de l'article 74.2 de la Loi.

[70] La Régie juge acceptable la durée de cinq ans de la présente Entente cadre. Elle considère toutefois opportun de revoir la fréquence et la date de dépôt des prochaines ententes cadres.

[71] La Régie considère que l'examen de l'entente cadre en parallèle à celui du plan d'approvisionnement permettrait de « *s'assurer que l'ensemble des moyens de gestion de l'offre et de la demande, incluant l'entente cadre, sont utilisés de manière cohérente et optimale* », tel que le souligne l'UC⁶¹. De plus, l'étude de l'entente cadre en parallèle à celle du plan d'approvisionnement constitue un allègement réglementaire en ce qu'elle évite la tenue de discussions sur le même sujet dans deux dossiers distincts.

[72] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de négocier les prochaines ententes cadres pour des termes de trois ans et de déposer celles-ci, pour approbation par la Régie, dans les délais prescrits par le Règlement, afin d'être étudiée en parallèle aux plans d'approvisionnement. Ainsi, la prochaine demande d'approbation de l'entente cadre portant sur la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2016 sera examinée en parallèle à l'examen du plan d'approvisionnement 2014-2023.

11. COMPTABILISATION DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE CADRE

[73] Le Distributeur peut comptabiliser depuis 2005, dans le compte de frais reportés créé par les décisions D-2005-34 et D-2005-132, la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux découlant de l'Entente cadre. Certaines modalités

⁶⁰ Pièce B-7, page 27.

⁶¹ Pièce C-3-3, page 22.

relatives au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité postpatrimoniale ont été approuvées par la Régie⁶².

[74] La Régie autorise le Distributeur à comptabiliser la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux découlant de l'Entente cadre dans le compte de frais reportés créé par les décisions D-2005-34 et D-2005-132, soit les écarts nets reliés aux coûts d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale, le tout portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification du Distributeur, et ce, à compter du 1^{er} janvier 2009.

[75] L'UC demande à la Régie de soumettre les coûts nets des revenus additionnels de fourniture associés à l'utilisation de l'Entente cadre à un examen annuel visant à approuver leur inclusion au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité postpatrimoniale⁶³.

[76] La Régie demande au Distributeur de fournir, dans le cadre des dossiers tarifaires, le détail de l'ajustement du coût de l'entente cadre, en précisant la prévision du coût total (4 mois réels/8 mois budgétés) et le coût total réel, et de faire le lien avec les comptes de *pass-on*. La Régie considère qu'un tel examen a lieu dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur, où les éléments composant ce compte ainsi que ses modalités de transfert peuvent être examinés.

12. SUIVI

[77] Pour le suivi des livraisons effectuées en vertu de l'Entente cadre, le Distributeur propose de déposer les informations suivantes :

- à la fin de chaque trimestre, une estimation des dépassements au profil de livraisons de l'électricité patrimoniale ainsi que le coût applicable;

⁶² Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, page 161; décision D-2005-132, dossier R-3567-2005, page 27; décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, pages 15 à 19 et 111; décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, pages 13 à 17 et 135, décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, pages 42 et 43.

⁶³ Pièce C-3-3, pages 24 et 25.

- à la fin de chaque année, un relevé détaillé des livraisons réalisées dans l'année, conformément au suivi actuellement produit à la Régie.

[78] Compte tenu qu'il s'agit de la troisième entente cadre, la Régie considère qu'un suivi trimestriel n'est désormais plus requis. La Régie demande au Distributeur de ne déposer que le relevé des livraisons réalisées dans l'année, au plus tard le 30 avril de l'année suivante, en suivi administratif de la présente décision. Le relevé devra être déposé en format Excel et présenté à partir des besoins réguliers du Distributeur (proxy) ainsi qu'à partir de la production des centrales du Producteur⁶⁴.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

DISPENSE le Distributeur de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente cadre;

PREND ACTE de la correction apportée par le Distributeur à l'Entente cadre, selon laquelle le terme « *puissance* » de l'avant-dernier attendu du préambule ne devrait pas être en italique;

APPROUVE l'Entente cadre intervenue entre le Distributeur et le Producteur, pour la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013;

PREND ACTE de l'engagement du Distributeur de requérir son approbation préalable avant d'exercer l'une ou l'autre des options prévues aux articles 11, 14 et 17.4 de l'Entente cadre relatifs à la résiliation, à la cession, à la modification ou à la renonciation;

⁶⁴ Voir le rapport de suivi de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008 et son annexe.

DEMANDE au Distributeur de produire le suivi décrit au paragraphe 78 de la présente décision;

DEMANDE au Distributeur de négocier les prochaines ententes cadres pour un terme de trois ans et de déposer celles-ci, pour approbation par la Régie, dans les délais prescrits par 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*.

Gilles Boulianne
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Frechette;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.