

Entente cadre entre le Distributeur et Hydro-Québec Production

Observations déposées dans le cadre de la
demande (R-3861-2013)



Préparé par Viviane de Tilly
Analyste sénior UC

4 novembre 2013

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU	3
1 CONTEXTE	4
2 DUREE DE L'ENTENTE	5
3 VOLUMES D'ENERGIE PATRIMONIALE ASSOCIES A L'ENTENTE	6
4 PRIX DES DEPASSEMENTS	8
4.1 PROBABILITE D'UTILISATION DE L'ENTENTE PAR PLAGE HORAIRE	8
4.2 PRIX APPLICABLE POUR LES 300 PLUS GRANDES VALEURS HORAIRES.....	8
4.3 PRIX APPLICABLE POUR LES 40 PLUS FAIBLES VALEURS HORAIRES	9
4.4 PRIX APPLICABLE POUR LES AUTRES VALEURS HORAIRES.....	9
5 RECOMMANDATIONS	12
ANNEXE 1 : UTILISATION DE L'ENTENTE-CADRE	14
ANNEXE 2 : PROBABILITE D'UTILISATION DE L'ENTENTE POUR 2009-2013	15
ANNEXE 3 : INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ COURT TERME POUR L'ANNEE 2012 .	16
ANNEXE 4 : UTILISATION DE L'OPTION D'ELECTRICITE INTERRUPTIBLE	17

Liste des tableaux

TABLEAU 1	BILAN EN ENERGIE DU DISTRIBUTEUR.....	6
TABLEAU 2	HISTORIQUE COMPARATIF DES COUTS UNITAIRES (ACHATS DE COURT TERME - ENTENTE - EXPORTATIONS DU PRODUCTEUR).....	10
TABLEAU 3	INDICE DES PRIX A LA CONSOMMATION	11

Liste des figures

FIGURE 1	SURPLUS D'ELECTRICITE UTILISES POUR ATTIRER DE NOUVEAUX INVESTISSEMENTS (EN TWH).....	7
FIGURE 2	COUTS DES ACHATS DE COURT TERME ET DE L'ENTENTE ET REVENUS DES EXPORTATIONS.....	11

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Contexte

Le 20 septembre 2013, le Distributeur demande à la Régie de l'Énergie d'approuver une entente globale cadre (Entente) intervenue entre le Distributeur et Hydro-Québec Production le 5 juin 2013. L'objet de l'Entente est de convenir des termes et conditions de l'achat, auprès du Producteur, de l'énergie en dépassement du profil annuel de l'électricité patrimoniale. Il lui demande également de le dispenser de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements visés par l'Entente.

Les ententes globales cadres (Ententes) sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2005 alors que la Régie avait reconnu dans sa décision D-2005-178 le besoin d'une Entente entre le Producteur et le Distributeur afin 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 de l'inadéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande.

Le présent renouvellement est la quatrième Entente conclue entre le Distributeur et le Producteur.¹

UC constate *a priori* que la situation dans laquelle se retrouve le Distributeur, relativement à la négociation de l'Entente mais également dans la gestion de ses approvisionnements énergétiques, est particulièrement déplorable. Alors qu'en 2014² le Distributeur prévoit laisser sur la table près de 7,3 TWh d'énergie patrimoniale non utilisée pour faire place à des achats d'énergie éolienne coûteuse, qu'il reconduira la suspension des livraisons avec TCE avec ses coûts fixes et variables annuels qui avoisinent les 150 M\$, qu'il réduira les livraisons du contrat cyclable avec le Producteur d'environ 2,0 TWh tout en continuant de défrayer les frais fixes de puissance de quelque 30 M\$ pour qui lui sont associés, il doit simultanément défrayer les coûts reliés aux dépassements horaires des livraisons de l'énergie patrimoniale.

UC admet que la présente demande du Distributeur n'est pas le forum pour discuter de l'ensemble du plan d'approvisionnement. Toutefois, force est d'admettre que l'utilisation du bloc d'électricité patrimoniale selon les règles fixées par le décret 1277-2001 crée une situation aberrante qui, elle, devrait d'être corrigée. C'est pourquoi UC endosse d'emblée une recommandation formulée par le RNCREQ dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.³

Selon le RNCREQ, un de ces moyens [pour une utilisation plus efficace de l'électricité patrimoniale] serait que la Régie dépose un avis auprès du gouvernement. Cet avis aurait pour objet d'inviter le gouvernement à assouplir le mode d'utilisation de l'électricité patrimoniale afin que le Distributeur puisse bénéficier de la totalité des 165 TWh prévus au décret ce qui permettrait d'éviter les coûts résultant de la situation actuelle.

Selon le RNCREQ, cet avis pourrait proposer, par exemple, que les quantités horaires puissent varier de 2 % autour de la valeur actuelle.

¹ Décisions D-2005-178, D-2005-203, D-2007-83 et D-2009-107.

² R-3854-2013, HQD-5 document 1.

³ R-3748-2010, C-RNCREQ-0018.

UC demande donc à la Régie d'émettre un avis au gouvernement visant l'assouplissement du mode d'utilisation de l'électricité patrimoniale afin que le Distributeur ne soit pas contraint de défrayer des coûts de dépassements horaires lorsqu'il n'utilise pas tout le volume du bloc d'énergie patrimoniale.

UC soumet que la Régie a, en vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRE), le pouvoir de donner un tel avis.

2 Durée de l'Entente

Les deux premières Ententes signées entre HQD et le Producteur ont été d'une durée de 2 ans. Dans le cadre de la demande R-3689-2009, le Distributeur propose toutefois une Entente de cinq ans⁴ soit du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013. Le Distributeur explique ainsi

- Il s'agit de la troisième entente-cadre conclue entre le Distributeur et le Producteur.
- Les parties et la Régie ont ainsi acquis une bonne connaissance de la gestion des ressources en électricité disponibles au Distributeur pour équilibrer son bilan. À cet égard, la nécessité d'une telle entente est clairement établie.
- Les besoins du Distributeur visés par l'Entente sont récurrents.

Dans la décision D-2009-107 (paragraphe 72), la Régie demande au Distributeur de négocier les prochaines Ententes pour une durée de trois ans. Le Distributeur soumet donc à l'approbation de la Régie une nouvelle Entente laquelle débute le 1^{er} janvier 2014 et se termine le 31 décembre 2016.

À l'article 3.2 de l'Entente, le Distributeur et le Producteur introduisent toutefois un renouvellement automatique à son échéance pour des périodes additionnelles successives de trois ans aux mêmes termes et conditions.

Sous réserve d'une résiliation ou d'une modification du décret relatif au volume d'électricité patrimonial ayant pour effet de mettre un terme à la présente entente, cette dernière sera renouvelée automatiquement à son échéance pour des périodes additionnelles successives de trois (3) ans aux mêmes termes et conditions à moins qu'une partie n'ait donné à l'autre partie un avis écrit de son intention de mettre fin à la présente entente au moins six (6) mois avant l'expiration du terme initial ou du terme de tout renouvellement subséquent. (Nous soulignons)

UC s'oppose au renouvellement automatique de l'Entente pour des périodes additionnelles de trois ans. Bien qu'une telle Entente soit incontournable et que la négociation du coût de l'Entente ne se fait pas nécessairement à forces égales⁵, UC croit tout aussi incontournable l'obligation pour le Distributeur de se présenter régulièrement devant la Régie pour justifier et faire approuver les prix sur lesquels il se sera entendu avec le Producteur ainsi que pour démontrer une utilisation judicieuse de l'Entente sur la base des suivis annuels de dépassements horaires.

⁴ HQD-2, document 1, page 5.

⁵ En effet, comme l'a déjà indiqué le Distributeur, faute d'une entente, le prix des dépassements serait fixé unilatéralement par le Producteur (R-3568-2005, HQD-3, document 3).

UC recommande à la Régie de ne pas approuver le renouvellement automatique de l'Entente aux trois ans.

3 Volumes d'énergie patrimoniale associés à l'Entente

On serait tenté de conclure que l'abondance des surplus en énergie du Distributeur minimise les risques de voir exploser la facture associée à l'Entente. En effet, comme l'indique le tableau de l'annexe 1, le coût des livraisons d'énergie en vertu de l'Entente est passé de 15,7 M\$ en 2007 à 0,4 M\$ en 2012 alors que sur la même période, le volume non utilisé du bloc d'énergie patrimoniale passait de 0 à 4,8 TWh. Si la tendance se maintient, on pourrait croire que les prochaines factures associées à l'Entente seraient relativement minimales étant donné les importants et récurrents surplus anticipés pour les prochaines années (voir le tableau 1 tiré de R-3854-2013, HQD-1, document 4.2).

Tableau 1
Bilan en énergie du Distributeur

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197,0	199,0	199,4	200,6	201,9
- Volume d'électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173,0	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3
- Appro. non patrimoniaux	12,1	13,7	15,7	16,9	18,0	20,0	20,8	21,3	21,9	22,6	23,8	23,6	24,3	23,6
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	-
• HQP - Base et cyclable	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	4,1	4,5	4,5	4,6	4,7	4,3	3,9	4,0	0,8
• Cyclable	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5
• Énergie différée	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Énergie rattrapée	-	-	-	-	-	0,6	0,9	0,9	0,9	1,0	0,5	-	-	-
• Autres contrats de long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Biomasse II : 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Éolien I : 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
• Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
• Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Éolien IV : 800 MW	-	-	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achat de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,5	1,5	5,1
= (Surplus)	(7,3)	(9,9)	(9,8)	(10,2)	(9,8)	(7,4)	(5,9)	(5,8)	(5,1)	(4,4)	(3,7)	(3,1)	(2,6)	(0,5)

Or, le bilan présenté au tableau 1 ne tient pas compte de la nouvelle politique économique du gouvernement dévoilée après le dépôt de la preuve du Distributeur.⁶

Selon Hydro-Québec, des surplus d'électricité seront disponibles jusqu'en 2027. D'ici 2020, ces surplus atteindront 10 TWh par année. Hydro-Québec dépose annuellement l'état d'avancement de son plan d'approvisionnement, dans lequel les surplus disponibles sont présentés.

Le gouvernement a décidé d'utiliser cette marge de manœuvre pour stimuler rapidement la création d'emplois et les investissements. Le gouvernement rend disponibles 50 TWh pour les prochaines années, dans le cadre de l'offre tarifaire Investissements-emplois.⁷

Selon la politique énergétique, les surplus du Distributeur seront graduellement utilisés pour attirer de nouveaux investissements grâce à l'offre tarifaire Investissements-emplois.

⁶ Gouvernement du Québec, Priorité emplois, Politique industrielle québécoise 2013-2017, octobre 2013. http://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/publications/administratives/politiques/politique_industrielle.pdf

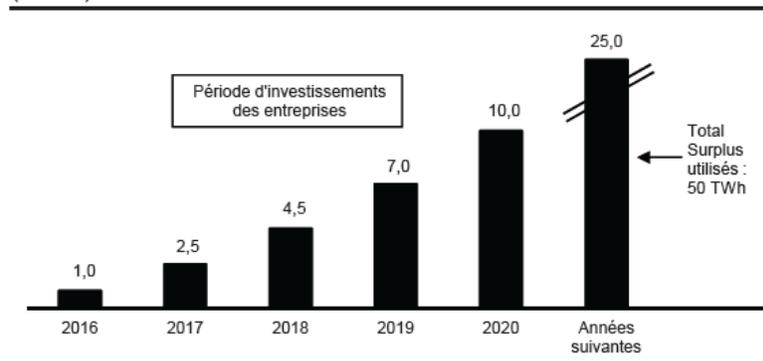
⁷ *ib.*, page 13.

Dans le cadre de l'offre tarifaire Investissements-emplois, les surplus d'électricité feront l'objet d'un tarif réduit pour les entreprises investissant dans la réalisation de nouveaux projets au Québec.

L'offre tarifaire Investissements-emplois s'appliquera, dans le cadre de nouveaux investissements, à de nouvelles charges de 15 MW et plus, associées à un créneau de développement identifié par le gouvernement avec Hydro-Québec et Investissement Québec.⁸

La figure 1 présente la progression des nouvelles ventes ainsi générées.⁹

Figure 1
Surplus d'électricité utilisés pour attirer de nouveaux investissements (en TWh)



Si la politique énergétique s'avère une réussite et que de nouvelles charges s'ajoutent réellement aux besoins présentés au tableau 1, l'équilibre énergétique changera tout comme changera le recours que feront le Distributeur et le Producteur à l'Entente pour répondre en temps réel aux besoins imprévisibles au-delà du profil de l'électricité patrimoniale. Le cas échéant, UC s'interroge sur la responsabilité des futurs coûts de l'Entente. En effet, la politique économique du gouvernement indique clairement que l'offre tarifaire Investissements-emplois n'entraînera pas de hausse de tarifs.

Le gouvernement, Hydro-Québec et Investissement Québec établiront et assureront la mise en place de l'offre tarifaire Investissements-emplois. Cette offre n'entraînera pas de hausse sur les tarifs d'électricité.¹⁰ (Nous soulignons)

Qui dit « n'entraînera pas de hausse sur les tarifs d'électricité » dit explicitement que les clients réguliers du Distributeur n'assumeront aucun des coûts associés à ce programme de création d'emplois. UC est donc d'avis que les futurs coûts annuels de l'Entente pour le Distributeur devront tenir compte de l'impact, sur le profil annuel de consommation de l'énergie patrimoniale et sur les dépassements horaires, des ventes réalisées en vertu de l'offre tarifaire Investissements-emplois.

⁸ *Ib.*, page 14.

⁹ *Id.*

¹⁰ *Ib.*, page 14.

UC invite donc la Régie à s'assurer que les futurs coûts de l'Entente qu'assumeront les clients réguliers du Distributeur seront calculés à la marge des coûts générés par l'offre tarifaire Investissement Québec.¹¹

4 PRIX DES DÉPASSEMENTS

4.1 Probabilité d'utilisation de l'Entente par plage horaire

Lors du renouvellement de l'Entente en 2009¹² le Distributeur avait produit une estimation de la probabilité et des coûts d'utilisation de l'Entente pour les années 2009-2013 (voir annexe 2). Dans la présente requête, le Distributeur n'apporte pas le même degré de précision. Après avoir indiqué que la moyenne des coûts annuels de l'Entente pour les quatre dernières années est de 1,9 M\$, le Distributeur précise qu'il anticipe un volume de dépassement sur la période couverte par l'Entente comparable à celui observé lors des quatre dernières années. Toutefois, selon les données de l'annexe 1, UC constate un grand écart quant aux volumes (entre 14 et 66 GWh) et coûts annuels (entre 0,4 et 5,6 M\$) de dépassement pour ces quatre années.

Dans ce contexte, la prévision du Distributeur aurait mérité d'être plus précise. **UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il soumette lors du renouvellement de l'Entente, une estimation de la probabilité et des coûts d'utilisation de l'Entente.**

4.2 Prix applicable pour les 300 plus grandes valeurs horaires

Pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est égal au maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ_Gen_Import du New York ISO (NYISO), augmenté de certains frais applicables. Selon le Distributeur, ce prix est comparable au prix du programme actuel d'électricité interruptible pour la clientèle Grande puissance pour une utilisation de l'ordre de 45 heures.

Or, comme l'indique le Distributeur, depuis l'adoption de la structure tarifaire actuelle de l'électricité interruptible en 2009¹³, ce programme a toujours été appelé moins que 45 heures; ainsi le prix moyen observé de l'électricité interruptible est plus élevé que le prix applicable des 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale de la présente entente.

En effet, selon les estimations d'UC réalisées sur la base des informations fournies dans le Rapport annuel 2012 du Distributeur relatives à l'option d'électricité interruptible¹⁴ et dont l'essentiel apparaît à l'annexe 4, le coût moyen des kWh interrompus au cours des hivers 2011-2012 et 2012-2013 a été respectivement de l'ordre de 2,30 \$/kWh¹⁵ et 42 ¢/kWh.

¹¹ Cela pourrait se faire par exemple en modifiant l'article 5 de l'Entente.

¹² R-3689-2009.

¹³ Crédit de 8,5 \$/kW de puissance interruptible effective plus 12,00 ¢/kWh de puissance interruptible effective.

¹⁴ UC souligne que les prix de cette option n'ont pas été revus depuis 2009. Compte tenu de l'apparition d'énormes surplus dans le bilan offre-demande du Distributeur depuis 2009 ainsi que de l'effondrement des prix de l'énergie sur les marchés, une mise à jour des paramètres de l'option d'électricité interruptible serait peut-être judicieuse pour en réduire les coûts au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

¹⁵ 230 ¢/kWh.

UC constate que le prix de 30 ¢/kWh est associé aux Ententes successives depuis 2005 et constitue un prix dissuasif. Or, depuis 2008, aucune livraison en vertu de l'Entente n'a été réalisée pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur. Bien que le principe d'un prix plancher puisse être discutable UC ne considère pas qu'il s'agisse pour les années à venir d'un enjeu important.

4.3 Prix applicable pour les 40 plus faibles valeurs horaires

Pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est celui du DAM du point HQ_Gen_Import du NYISO, augmenté des frais applicables. Toutefois, le prix est encadré par un plafond égal au prix applicable aux autres valeurs horaires de l'année et par un plancher constitué du prix de l'électricité patrimoniale qui sera indexé dès 2014.

En 2012, toute l'énergie utilisée en vertu de l'Entente l'a été pendant les 40 plus faibles valeurs horaires à un prix moyen de 2,80 ¢/kWh¹⁶. La possibilité que le prix plancher ait été appliqué pour certaines des 40 plus faibles valeurs horaires existe. **UC recommande à la Régie qu'elle demande au Distributeur de préciser, dans son bilan annuel d'utilisation de l'Entente, le volume d'électricité livrée pour lequel le prix plancher de l'électricité patrimoniale a été utilisé ainsi que le prix moyen du DAM du point HQ_Gen_Import du NYISO, augmenté des frais applicables, correspondant à ce volume afin de pouvoir apprécier le gain réalisé par le Producteur sur ces livraisons.**

4.4 Prix applicable pour les autres valeurs horaires

Pour les autres valeurs horaires de l'année de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix payable est fixé à 9,6 ¢/kWh pour l'année 2014, augmenté de 2,5 % par année pour les années subséquentes. Le prix de 2014 correspond à celui de l'Entente en vigueur pour l'année 2013, indexé de 2,5 %.

UC rappelle qu'en 2005, à 7,5 ¢/kWh, le coût unitaire proposé pour les heures hors pointe de l'Entente se comparait à celui de l'option d'électricité interruptible offerte à des clients du tarif L, au coût annuel moyen prévu des approvisionnements de court terme du Distributeur pour 2005 et au coût annuel moyen du contrat conclu avec TCE.¹⁷ Le coût sera ensuite indexé annuellement de 2,5 %.

Dans sa décision D-2005-203, la Régie approuve le prix tel que proposé en reconnaissant entre autres que le coût qui sera supporté par les consommateurs québécois est acceptable parce que le prix de l'Entente pour les heures hors pointe, qui représentent plus de 95 % de l'année, devrait s'avérer intéressant par rapport aux prix des autres approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur.

Lors du renouvellement de l'Entente en 2007, le Distributeur fixe le coût des dépassements lors des heures hors pointe à la valeur du coût unitaire prévu des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur tel qu'établi au dossier tarifaire R-3610-2006, soit 8,1 ¢/kWh pour 2007. L'Entente prévoit également une indexation du coût unitaire à 2,5 % pour l'année 2008, soit le taux utilisé dans l'Entente précédente. La Régie indique dans sa décision

¹⁶ 14,5 GWh pour un montant total de 0,4 M\$ selon le tableau de l'annexe 1.

¹⁷ D-2005-203 page 6.

D-2007-083, que bien qu'elle soit imparfaite, la référence au coût moyen prévu des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur est jugée préférable par la Régie, puisqu'elle se rapproche d'un prix de marché.

Lors du deuxième renouvellement de l'Entente en 2009, le prix proposé de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale pour les heures hors pointe¹⁸ est de 8,5 ¢/kWh, 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 appliqué. Après avoir comparé le prix prévu à l'Entente 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 dans sa décision D-2009-107 que le prix prévu de 8,5 ¢/kWh, indexé annuellement à 2,5 %, est raisonnable.

UC constate que dans ses décisions antérieures relatives à l'Entente, la Régie s'appuie sur les prix de marché auxquels est confronté le Distributeur pour ses achats de court terme ou encore sur le coût d'opportunité du Producteur. Le tableau 2 reprend l'ensemble des informations permettant de baliser le prix de l'Entente proposée.¹⁹

Tableau 2
Historique comparatif des coûts unitaires
(Achats de court terme - Entente - Exportations du Producteur)

	D-2009-107				Rapports annuels d'HQD HQD-3, document 1.3				2013	2014	2015	2016
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012				
Achats de courts terme (dispense)												
Quantités (TWh)	1,083	0,788	1,353	0,861	1,074	0,713	0,601	0,250				
Coûts totaux des achats (M\$)	86,6	53,9	127,0	64,0	82,7	45,2	29,5	10,0				
Coûts unitaires achats (¢/kWh)	8,0	6,8	9,4	7,4	7,7	6,3	4,9	4,0				
Coûts unitaires Entente (¢/kWh)	7,5 D-2005-203	7,7	8,1 D-2007-083	8,3	8,5	8,7 D-2009-107	8,9	9,2	9,4	9,6	9,9	10,1 R-3861-2013
Revenus unitaires des exportations du Producteur (¢/kWh)	9,9	8,1	8,1	9,0	6,0	5,3	4,2	3,4				
	ONE - Exportations et importations d'électricité, (permis 20, 64, 65 et 359)											

UC constate que

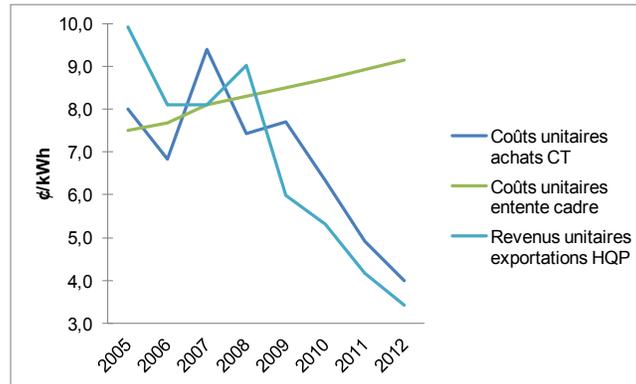
- depuis 2008, les coûts unitaires des achats de court terme du Distributeur ont été inférieurs aux coûts unitaires de l'Entente et ce, particulièrement depuis les trois dernières années et
- depuis 2009, les revenus unitaires des exportations du Producteur ont été inférieurs aux coûts unitaires de l'Entente et ce, particulièrement depuis les quatre dernières années.

¹⁸ Excluant les 40 heures de plus faible demande.

¹⁹ L'annexe 3 présente l'ensemble des coûts des approvisionnements post-patrimoniaux du Distributeur pour 2012, incluant les achats bilatéraux et sur les marchés, l'Entente, l'énergie de l'électricité interruptible et la puissance (UCAP & électricité interruptible). Le coût moyen s'élève à 6,6 ¢/kWh. UC précise toutefois que ce coût moyen est gonflé par les coûts de l'option d'électricité interruptible tel qu'expliqué à la section 4.2.

La figure 2 illustre le décrochage foudroyant du prix de l'Entente et des références de marché à partir de 2008-2009. Rien n'indique que la descente vertigineuse des prix sur les marchés externes ait atteint un creux.

Figure 2
Coûts des achats de court terme et de l'Entente et revenus des exportations



En outre, le taux de progression annuel du coût de l'Entente, utilisé depuis 2005 et reconduit à 2,5 % est largement supérieur aux taux d'inflation constatés. Comme l'indique le tableau 3, tiré de la pièce HQD-15, document 1 de la demande R-3854-2013, la croissance annuelle moyenne des prix (réelle et prévue) est de 2,0 % sur la période 2010-2014.

Tableau 3
Indice des prix à la consommation

Année	Taux d'inflation ¹ (%)	Indice	Croissance annuelle moyenne 2010-2014
2010	1,8	100,0	
2011	2,9	102,9	
2012	1,5	104,4	
2013	1,5	106,0	
2014	2,0	108,1	2,0%

Au Canada, entre 2005 et 2013, les prix ont crû de 13,75 %.²⁰ Si le prix de l'Entente avait été annuellement augmenté de 2,5 % sur la même période, il serait passé de 7,5 ¢/kWh à 9,14 ¢/kWh pour une croissance de 22 %. Comme si cette hausse n'était pas suffisamment surprenante compte tenu de la chute des prix de l'énergie, le prix actuel de l'Entente de 9,4 ¢/kWh pour 2013 suppose une croissance de 25 % sur la même période, soit près du double de l'inflation.

UC rappelle que dans sa décision D-2007-83, la Régie invitait le Distributeur à explorer diverses approches pour la prochaine Entente, dont le recours à une formule basée sur le prix de marché tenant compte du coût d'opportunité du Producteur. Dans sa demande R-3869-2009, le Distributeur informait 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 soutenait que l'utilisation d'un prix fixé d'avance, applicable à la

²⁰ <http://www.banqueducanada.ca/taux/renseignements-complementaires/feuille-de-calcul-de-linflation/>

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 facturés. Or, UC constate qu'avec un prix fixé à l'avance, les clients du Distributeur n'ont pu profiter de l'effondrement des prix de marché en 2009 et 2010. Et tout laisse croire que chaque kWh qui serait livré avec l'Entente proposée le serait à un coût exorbitant.

UC comprend que le Distributeur a peu de choix devant lui. Il doit maintenir en tout temps l'équilibre entre l'offre et la demande et le Producteur semble être le seul à pouvoir répondre à ce besoin. La négociation avec le Producteur ne peut donc se faire à armes égales bien que les premières Ententes signées en 2005, 2007 et 2009 comportaient des prix à première vue acceptables. Or, les prix de l'Entente proposée se distinguent en ce sens qu'ils semblent injustifiables et indéfendables. Il en est de même pour le taux d'accroissement annuel des prix de 2,5 %.

UC est donc d'avis que le prix de 9,6 ¢/kWh sur lequel le Distributeur et le Producteur se sont entendus est prohibitif compte tenu des prix de marché et du coût d'opportunité du Producteur. UC invite donc à Régie à retourner le Distributeur à la table de négociation avec le Producteur²¹ tout en sachant que le Distributeur ne dispose pas d'un grand pouvoir de négociation. UC prétend toutefois qu'une telle décision de la part de la Régie ne saurait être dommageable et devrait à tout le moins atténuer la voracité du Producteur.

Alternativement, dans le contexte où le Distributeur demande à la Régie de lui octroyer une dispense de procéder à un appel d'offres pour combler les besoins post-patrimoniaux qui seraient comblés par l'Entente, UC demande à la Régie d'envisager de ne pas accorder cette dispense et d'inviter le Distributeur à combler ses besoins d'équilibre offre/demande avec un appel d'offres.

5 Recommandations

UC recommande à la Régie

- **d'émettre un avis au gouvernement visant l'assouplissement du mode d'utilisation de l'électricité patrimoniale afin que le Distributeur ne soit pas contraint de défrayer des coûts de dépassements horaires lorsqu'il n'utilise pas tout le volume du bloc d'énergie patrimoniale;**
- **de ne pas approuver le renouvellement automatique de l'Entente aux trois ans;**
- **de s'assurer que les futurs coûts de l'Entente qu'assumeront les clients réguliers du Distributeur seront calculés à la marge des coûts générés par l'offre tarifaire Investissement Québec ;**
- **d'exiger du Distributeur qu'il soumette lors du renouvellement de l'Entente, une estimation de la probabilité et des coûts d'utilisation de l'Entente ;**

²¹ Par exemple pour négocier un prix égal au prix du marché plus x %.

- **qu'elle demande au Distributeur de préciser, dans son bilan annuel d'utilisation de l'Entente, le volume d'électricité livrée pour lequel le prix plancher de l'électricité patrimoniale a été utilisé ainsi que le prix moyen du DAM du point HQ_Gen_Import du NYISO, augmenté des frais applicables, correspondant à ce volume afin de pouvoir apprécier le gain réalisé par le Producteur sur ces livraisons;**
- **de retourner le Distributeur à la table de négociation avec le Producteur pour fixer le prix des heures autres que les 300 plus grandes et 40 plus faibles valeurs horaires tout en sachant que le Distributeur ne dispose pas d'un grand pouvoir de négociation. Alternativement, envisager de ne pas accorder cette dispense et d'inviter le Distributeur à combler ses besoins d'équilibre offre/demande avec un appel d'offres.**

ANNEXE 1 : UTILISATION DE L'ENTENTE-CADRE

Source : Suivi de la décision D-2009-107. Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012.

GWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
a) Sommes des dépassements horaires	146,0	102,8	66,2	14,4	18,0	14,5
Dépassements 300 heures de plus grande contribution	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dépassements réguliers	145,7	102,8	66,1	7,0	4,1	0,0
Dépassements 40 heures de plus faible contribution *			0,1	7,5	13,9	14,5
b) i) Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale	179 052,5	178 962,8	174 993,4	177 216,7	177 344,2	174 048,2
ii) Volume maximal d'électricité patrimoniale	178 860,0	178 860,0	178 860,0	178 860,0	178 860,0	178 860,0
Différence positive entre i) et ii)	192,5	102,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur en dépassement de l'électricité patrimoniale «maximum entre a) et b)»	192,5	102,8	66,2	14,4	18,0	14,5
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	3 932,7	1 657,7	1 533,8	4 826,3
K\$	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Coût des dépassements	15 658,4	8 534,4	5 619,8	875,4	844,2	405,3

* Les dépassements des 40 heures de plus faible contribution ont été reconnus à partir de l'année 2009 dans la décision D-2009-107

ANNEXE 2 : PROBABILITÉ D'UTILISATION DE L'ENTENTE POUR 2009-2013

Probabilité ⁽¹⁾	10%	25%	50%	75%	90%	Espérance
Quantités (GWh)						
2009						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,2	0,0	17,2	91,1	28,7
40 heures de plus faible charge	1,5	1,9	2,9	1,9	2,8	2,1
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	7,5
Total	1,5	2,1	2,9	19,2	93,9	38,3
2010						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	0,9	0,0	129,1	39,7
40 heures de plus faible charge	1,2	1,6	2,0	1,4	1,8	1,6
Autres heures	0,0	0,0	0,0	53,6	41,4	18,2
Total	1,3	1,6	2,9	55,0	172,4	59,5
2011						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	15,8	144,0	266,8	76,4
40 heures de plus faible charge	1,7	2,4	1,1	1,9	2,1	1,9
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,0	184,8	55,6
Total	1,7	2,4	16,9	145,9	453,8	133,9
2012						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	14,5	146,5	270,5	79,1
40 heures de plus faible charge	0,0	0,5	0,5	0,1	0,3	0,2
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,3	187,1	54,0
Total	0,0	0,5	15,0	146,8	458,0	133,3
2013						
300 heures de plus forte charge	0,0	2,8	66,6	245,0	75,5	119,6
40 heures de plus faible charge	0,3	0,0	0,2	0,2	0,1	0,2
Autres heures	0,0	1,1	0,0	14,2	644,1	96,2
Total	0,3	3,9	66,8	259,3	719,7	216,0
Coûts totaux des dépassements (M\$ CA) ⁽²⁾						
2009	0,1	0,2	0,2	5,3	27,5	9,4
2010	0,1	0,1	0,4	4,8	42,5	13,6
2011	0,1	0,2	4,8	43,3	96,7	28,0
2012	0,0	0,0	4,4	44,0	98,3	28,7
2013	0,0	1,0	20,0	74,8	83,1	44,9

⁽¹⁾ Probabilité que les quantités et les coûts totaux soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.

⁽²⁾ La moyenne des prix à terme au 13 février, en période hors pointe d'été, est utilisée pour estimer le prix lors des 40 heures de plus faible charge. Les prix correspondants sont de 5,5 ¢/KWh, 6,3 ¢/KWh, 6,4 ¢/KWh, 6,5 ¢/KWh et 6,5 ¢/KWh pour les années 2009 à 2013 respectivement.

Source : R-3689-2009, HQD-2, document 1

ANNEXE 3 : INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ COURT TERME POUR L'ANNÉE 2012

<i>Approvisionnements postpatrimoniaux de court terme</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Achats de court terme			
NYMEX NY zone M ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	37,1	
+ Frais de sortie de NY ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	4,7	
+ Frais de courtage ⁽²⁾	\$/MWh	0,7	
= Prix d'achat	\$/MWh	42,6	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	M\$	10,7	10,0
Coût de l'entente cadre	M\$	0,3	0,4
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	M\$	0,2	0,3
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	M\$	7,1	7,1
Coût total	M\$	18,3	17,8
Quantités acquises	TWh	0,3	0,3
Coût moyen	\$/MWh	68,2	66,4
Reventes			
NYMEX NY zone M ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	31,2	
- Pertes - Réseau HQT (5,4 %)	\$/MWh	1,6	
- Frais d'entrée dans NY ⁽¹⁾⁽²⁾	\$/MWh	0,2	
- Frais de courtage ⁽²⁾	\$/MWh	0,7	
= Prix de revente	\$/MWh	28,6	
Revenus de revente	M\$	-8,2	-8,0
Achat du service de transport (8,20 \$CAN/MWh)	M\$	2,5	1,0
Coût total	M\$	-5,7	-7,0
Récupération des coûts de transport ⁽³⁾	M\$	-2,2	-0,9
Coût total après récupération du coût de transport	M\$	-7,9	-7,9
Quantités revendues	TWh	-0,3	-0,3
Revenu moyen après récupération des coûts de transport	\$/MWh	27,5	27,4

(1) Moyenne annuelle pondérée sur les transactions réelles.

(2) Taux de change (moyenne annuelle) : 1,000 \$CAN = 1 \$US

(3) Le service de transport correspond à 12 % du montant réellement payé. Puisque le Distributeur a vendu de faibles quantités sur les marchés, il récupère 88 % des coûts de transport l'année suivante par le biais d'une baisse de facture de la charge locale.

Source : R-3854-2013, HQD 5 -document 1.

ANNEXE 4 : UTILISATION DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

Durant l'hiver 2011-2012, 21 clients ont participé à l'option pour une puissance effective totale variant de 611 à 702 MW.

- Le Distributeur n'a pas fait appel à l'option durant le mois de décembre 2011 et un montant de 1,5 M\$ en crédits a été versé aux clients participants.
- Le Distributeur a eu recours à l'option pendant une période de 4 heures en janvier 2012. Il s'agit de la seule période d'interruption de l'hiver 2011-2012. Un montant de 4,5 M\$ en crédits a été versé aux clients participants pour les mois de janvier, février et mars 2012.
- Pour l'ensemble de l'hiver 2011-2012, un montant total de 6,0 M\$ en crédits a été versé aux clients participants.

Durant l'hiver 2012-2013, 27 clients ont participé à l'option pour une puissance effective totale variant de 964 à 974 MW.

- Le Distributeur n'a pas fait appel à l'option durant le mois de décembre 2012 et un montant de 2,1 M\$ en crédits a été versé aux clients participants.
- Le Distributeur a eu recours à l'option à plusieurs reprises du 18 au 25 janvier 2013 alors que sévissait une période de froid intense. Durant cette période, les clients ont été appelés à s'interrompre entre 24 et 34,5 heures. Le Distributeur n'a pas eu recours à l'option pour le reste de l'hiver et un montant de 10,0 M\$ en crédits a été versé aux clients participants pour les mois de janvier, février et mars 2013.
- Pour l'ensemble de l'hiver 2012-2013, un montant total de 12,1 M\$ en crédits a été versé aux clients participants.

Source : Rapport annuel Hydro-Québec Distribution – 2012, HQD-3, document 2.1