



*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

Commentaires sur l'Entente cadre 2006 entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production

Témoignage de Philip Raphals

pour le RNCREQ

R-3622-06

Régie de l'énergie

le 18 avril 2007

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE OF CONTENTS

1	Qualifications	1
2	Mandat	2
3	Approche méthodologique	2
4	L'électricité patrimoniale non utilisée	3
4.1	L'ÉPNU pendant les 300 heures	5
4.2	L'ÉPNU pendant l'année	6
5	Les prix du marché DAM de NY-M	7
5.1	Les prix pendant les 300 heures	7
5.2	Les prix pendant l'année	9
6	L'Entente cadre	11
6.1	La nature de l'Entente cadre	11
6.2	Les prix de l'Entente cadre	14
6.2.1	<i>Les 300 heures</i>	15
6.2.2	<i>Les coûts globaux</i>	16
6.3	Valeur de l'ÉPNU	17
7	Constats	19
8	Recommandations	20

1 Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Mon nom est Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique. Depuis 2005, il produit également des analyses approfondies à l'égard des changements climatiques.

Veillez décrire votre expérience professionnelle.

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, joint à ce rapport. Mes activités professionnelles ont touché à un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ces sujets ont inclus, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous déjà été reconnu comme témoin expert par la Régie de l'énergie ?

J'ai été reconnu par la Régie de l'énergie comme expert :

- en énergie (R-3401-98, R-3398-98 et R-3410-98¹)
- en efficacité énergétique (R-3473-01)
- en coûts évités (R-3519-03)

¹ Dans les deux derniers dossiers, aucune qualification explicite n'a été déterminée par le banc.

- en réglementation de transport d'électricité (FERC) (R-3549-04)
- en impacts environnementaux des filières de production électrique (R-3525-04), et
- en fiabilité énergétique (R-3470-01 phase 2, R-3518-04 et R-3550-04), et
- en transport d'électricité R-3401-98, R-3549-04 et R-3605-06.

J'ai également déposé des rapports d'expert dans le dossier R-3493-02 (révision de la décision D-2002-95) ainsi que dans le cadre des travaux de la Régie sur la demande du Ministre d'un avis relativement au projet Suroît (R-3526-04).

2 Mandat

Veillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.

Le RNCREQ m'a demandé d'étudier l'Entente cadre entre HQD et HQP ainsi que les documents déposés au soutien de la demande du Distributeur, et de faire les constats et recommandations qui en découlent.

3 Approche méthodologique

Dans le cadre de l'audience sur la première Entente-cadre (R-3568-2005), le débat entourant celle-ci, son comportement et ses conséquences était largement théorique. Maintenant, pour la première fois, nous disposons d'un historique de deux années complètes. Avec la production des documents B-3 et B-4 en format Excel, il est devenu possible d'examiner en détail cet historique ainsi que le comportement du système d'affection de bâtonnets sous différentes hypothèses.

Pour ce faire, il a été nécessaire de combiner des données des deux tableaux fournis par le Distributeur pour chacune des années historiques (2005 et 2006), en ajoutant des données sur la demande québécoise et les achats qui se trouvent dans les fichiers « proxy » aux fichiers « finaux », qui incluent entre autres les données définitives sur l'électricité patrimoniale et les bâtonnets pour chaque heure de l'année. En faisant d'autres calculs ainsi qu'en faisant des tris selon différents paramètres, ce chiffrier devient un outil puissant pour comprendre le comportement du régime actuel et de l'Entente cadre en vigueur depuis 2005.

4 L'électricité patrimoniale non utilisée

Les fichiers B-4 incluent en colonne M un calcul horaire du « Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale » (ci-dessus « le volume mobilisé », ce qui inclut en réalité les dépassements, qui ne font pas partie de l'électricité patrimoniale²), ainsi que l'indication du bâtonnet affecté pour chaque heure (colonne N). Ils calculent ensuite les dépassements (colonne O), soit la différence M-N, dans les cas où le volume mobilisé excède le bâtonnet affecté.

Lorsque le bâtonnet affecté est plus grand que le volume mobilisé, il y a nécessairement un volume d'électricité patrimoniale qui est non utilisée. L'on peut donc calculer le volume de l'électricité patrimoniale non utilisée (ci-après ÉPNU) sur une base horaire, comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Bâtonnet affecté (1)} \\ & - \text{Volume mobilisé (2)} \\ & = \text{ÉPNU horaire (3)} \end{aligned}$$

lorsque cette différence (3) est positive.

Toutefois, en réponse à la DDR 3.3 du RNCREQ, le Distributeur semble vouloir dire que seul un calcul annuel de l'ÉPNU est possible, selon la formule :

$$\begin{aligned} & 178,86 \text{ TWh (le volume d'électricité patrimoniale selon le Décret) (4)} \\ & - \text{Volume mobilisé pour l'année (5)} \\ & + \text{La somme des dépassements pour l'année (6)} \\ & = \text{électricité patrimoniale non utilisée pour l'année (7)} \end{aligned}$$

² Selon le Décret 1277-2001 :

8. À compter de la première année durant laquelle le volume de consommation des marchés québécois excède 165 térawattheures, l'énergie associée à la puissance mobilisée en dépassement du profil annuel ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale.

En théorie, la somme des ÉPNU horaires (3) pour l'année devra être égale au volume de l'ÉPNU pour l'année (7). Toutefois, elle ne l'est pas. Les montants pertinents sont indiqués dans le tableau suivant :

	2005	2006
ÉP (selon Décret) (4)	178 860 000	178 860 000
électricité mobilisée pour l'année (5)	178 597 160	177 035 606
dépassements pour l'année (6)	45 602	95 933
ÉPNU pour l'année (7)	308 441	1 920 328
Somme des ÉPNU horaires (3)	969 413	2 581 300
différence (3) – (7)	660 972	660 972

Quoique l'ÉPNU annuel, calculé selon la formule de HQD, et la somme des ÉPNU horaires, calculés selon la formule décrite ci-dessus, ne sont pas égales, il est intéressant de noter que la différence entre les deux valeurs est identique pour les deux années historiques. En réalité, ce chiffre, soit 660 972, est égal à la différence entre la somme des bâtonnets selon le décret et le volume total d'électricité patrimoniale indiqué dans le même décret, comme suit :

Somme des bâtonnets	179 520 972
Volume maximal d'électricité patrimoniale	178 860 000
Différence	660 972

Cela veut dire que, si dans une année, le Distributeur utilisait chacun des bâtonnets prévus par le Décret, sans en dépasser aucun, il y aurait néanmoins eu un dépassement pour l'année de 660 972 MWh, en fonction du volume annuel mentionné à l'art. 5 du Décret. Il en suit que les dernières 660 972 MWh de l'ÉPNU calculée en fonction des valeurs horaires ne font pas partie de l'électricité patrimoniale non utilisée, parce qu'elles ne font pas partie de l'électricité patrimoniale.

Nous ne tenterons pas d'interpréter cette apparence d'incohérence à l'intérieur du Décret, ni de discerner l'intention du Conseil des ministres qui pourrait la sous-tendre. Nous ne pouvons que la constater et conclure que le calcul de l'ÉPNU horaire décrit ci-dessus (valeur (3)) est en réalité une mesure valable, mais qu'il faut la diminuer par un facteur C pour faire en sorte que la somme des valeurs horaires sur l'année soit égale à 178,86 TWh.

Plus précisément, les valeurs d'ÉPNU horaires doivent être multipliées par un facteur C pour que :

$$\sum EPNU_h - \sum (EPNU_h * C) = 660\,972 \text{ MWh.}$$

De cette façon, l'écart de 660 972 MWh est distribué *pro rata* parmi l'ensemble des ÉPNU de l'année. Pour 2005, $C = 0,6818$; pour 2006, $C = 0,2561$.

Avec cette nuance, nous sommes en mesure d'évaluer, pour chaque heure des années historiques 2005 et 2006, non seulement le volume du dépassement mais aussi celui de l'électricité patrimoniale non utilisée. Rappelons que la stratégie principale à la disposition du Distributeur pour réduire les dépassements, soit l'accroissement des achats, a aussi l'effet d'accroître le volume d'électricité patrimoniale non utilisée et ce, malgré la déclaration du Distributeur à l'effet que « le Distributeur utilisera tous les outils de gestion à sa portée afin de maximiser l'usage de l'électricité patrimoniale³ ». Nous sommes maintenant en mesure de comparer ces effets contraires dans l'expérience vécue par le Distributeur en 2005 et 2006.

4.1 L'ÉPNU pendant les 300 heures

Le prochain tableau indique les volumes de dépassement et d'ÉPNU pendant les 300 heures de plus grand « volume mobilisé » (ci-après « les 300 heures ») :

2005	Dépassement	ÉPNU
	MWh	MWh
total	1 106	13 144
moyen	4	44
2006		
total	0	260 207
moyen	0	864

Il indique qu'en 2005, il y a eu dépassement pour un peu plus que 1 GWh pendant les 300 heures, avec une moyenne de 4 MWh par dépassement. En 2006, ces dépassements ont été complètement éliminés.

³ Plaidoirie du Distributeur, R-3550-05, cité dans Réponse du Distributeur aux observations des intéressés, R-3568-05, p. 13.

À première vue, les résultats 2006 semblent donc meilleurs que ceux de 2005, les dépassements pendant les 300 heures ayant été réduits à zéro. Toutefois, si l'on regarde le volume d'électricité patrimoniale non utilisée, la tendance est renversée. **Le volume d'électricité patrimoniale non utilisée pendant les 300 heures a augmenté par un facteur de presque 20, soit de 13 à 260 GWh, entre 2005 et 2006.** En même temps, le volume d'ÉPNU par heure d'occurrence a augmenté de 44 à 864 MWh. Autrement dit, **en 2006, plus de 850 MW d'électricité patrimoniale ont été « laissés sur la table » pendant chacune des 300 heures de la fine pointe.**

Ces données semblent venir confirmer une prédiction faite dans le cadre de l'examen de l'Entente cadre antérieure, à l'effet que le prix très élevé fixé pour les dépassements pendant cette période créera un incitatif pour que le Distributeur laisse plus de l'électricité patrimoniale sur la table, afin d'éviter de se retrouver en situation de dépassement.

The high price of a dépassement during the 300 highest load hours provides an incentive to overcontract on the long-term or short-term markets ... This will result in unutilized Heritage Pool capacity and higher costs for consumers who will benefit less from cheap Heritage Pool power and will depend more on more expensive new contracts and short-term supply. ...

The bottom line is that a Framework Agreement supply price that is set much higher than the market (e.g. 30¢/kWh) is an incentive to waste Heritage Pool electricity by motivating HQD to build a supply buffer. The Framework Agreement supply is priced so high such that HQD will go to a lot of effort to avoid a dépassement.⁴

Nous aborderons plus loin la question du prix fixé pour les dépassements pendant les 300 heures.

4.2 L'ÉPNU pendant l'année

Entre 2005 et 2006, le volume total en dépassement a plus que doublé, passant de 45,6 à 95,9 GWh. En même temps, **le volume d'électricité patrimoniale non utilisée a augmenté de plus de 500 %, soit de 308 GWh à 1 920 GWh.** Ces valeurs doivent être comparées avec les

⁴ R-3568-05, Observations prepared by Econalysis Consulting Services on behalf of Option Consommateurs, July 14, 2005, pp. 8-9.

estimations faites lors de l'audience R-3568-05, où le Distributeur estimait les ÉPNU à entre 300 (long terme) et 500 GWh (court terme) par année⁵.

Le nombre d'heures avec dépassement a également presque doublé entre 2005 et 2006, passant de 650 à 1138 heures. Le nombre d'heures avec ÉPNU a donc diminué, de 8 110 en 2005 à 7 622 en 2006. Par contre, le volume moyen d'ÉPNU a presque triplé, passant de 120 MWh par heure en 2005, à 339 MWh par heure en 2006.

Plus loin, nous examinerons les conséquences économiques découlant de la non utilisation de partie de l'électricité patrimoniale.

5 Les prix du marché DAM de NY-M

5.1 Les prix pendant les 300 heures

HQD, dans sa présentation lors de la rencontre technique (HQD-2, doc. 1, Annexe 1), soumet un tableau à la page 11 qui présente un historique des prix dans le marché de New York (zone M). Comme le Distributeur l'a précisé dans sa réponse 1.1.3 au RNCREQ, il s'agit de prix moyens pour les 300 heures (entre autres) ayant les **prix** les plus élevés pendant les mois de janvier, février, mars et décembre de chaque année. Il ne s'agit donc pas des statistiques par rapport aux 300 heures de plus grande demande au Québec, ni des 300 heures du plus grand « Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale ».

Ainsi, il est difficile de voir une pertinence quelconque à ce tableau pour décider de la question devant nous, soit l'acceptabilité des termes et conditions de l'Entente cadre entre HQD et HQP signée la 29 novembre 2006. Il est bien évident que, pour n'importe quel marché et n'importent quelles dates, il y aura des heures avec des prix plus élevés que d'autres. Si les heures choisies pour la comparaison n'ont pas de rapport avec la période de fine pointe au Québec, l'exercice ne donne aucun éclaircissement sur les questions qui nous préoccupent, soient la justesse et la justification des prix convenus entre HQP et HQD.

⁵ Réponse, page 12.

Or, les fichiers rendus disponibles par le Distributeur nous ont permis d'évaluer la différence, si différence il y en a, entre les prix à New York pendant les 300 heures et les prix pour le restant de l'année.

Le tableau précité de la preuve du Distributeur indique des prix assez élevés pour les 300 heures, qui augmentent drastiquement pour les périodes plus courtes, comme suit :

Prix de l'énergie DAM pour NY M

Année	300 heures	100 heures	50 heures	10 heures	Maximum
2005	11,9	13,8	15,1	18,0	19,8
2006	8,3	9,3	10,0	11,7	15,0

Toutefois, comme l'on vient de préciser, les prix de 19,8 ¢/kWh en 2005 et de 15 ¢/kWh en 2006 représentent les prix les plus élevés du DAM pendant l'hiver, mais pas nécessairement pendant la pointe québécoise.

Le tableau suivant indique les prix (en dollars US) pendant la fine pointe québécoise ou, plus précisément, pendant les x heures de « volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale » les plus élevées.

Prix DAM pour NY-M (en fonction de la fine pointe québécoise)

Année	300 heures	100 heures	50 heures	10 heures	Maximum
2005	9,1	10,1	10,4	9,6	10,7
2006	7,1	7,4	7,6	7,9	8,6

Il en ressort clairement qu'il n'existe pas de relation étroite entre les prix DAM de NY-M et la fine pointe québécoise.

Le tableau suivant indique les prix moyens DAM à NY-M pour les mois d'hiver ainsi que leurs moyennes annuelles pour les années 2005 et 2006.

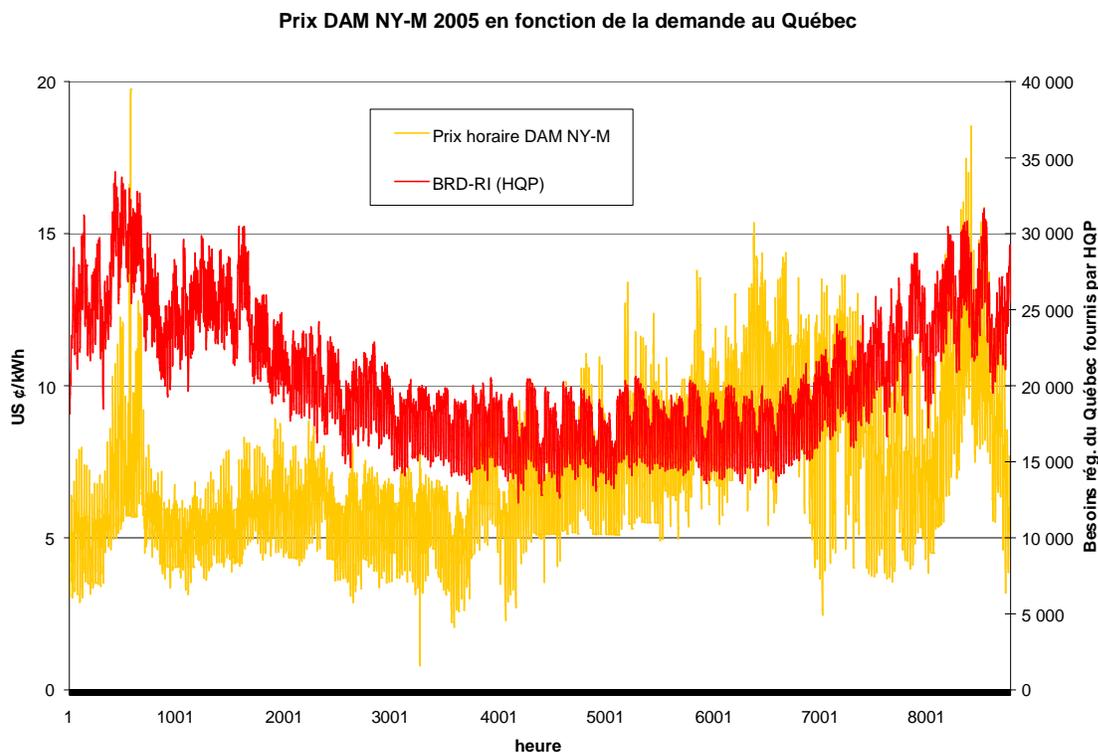
Prix moyens DAM pour NY-M

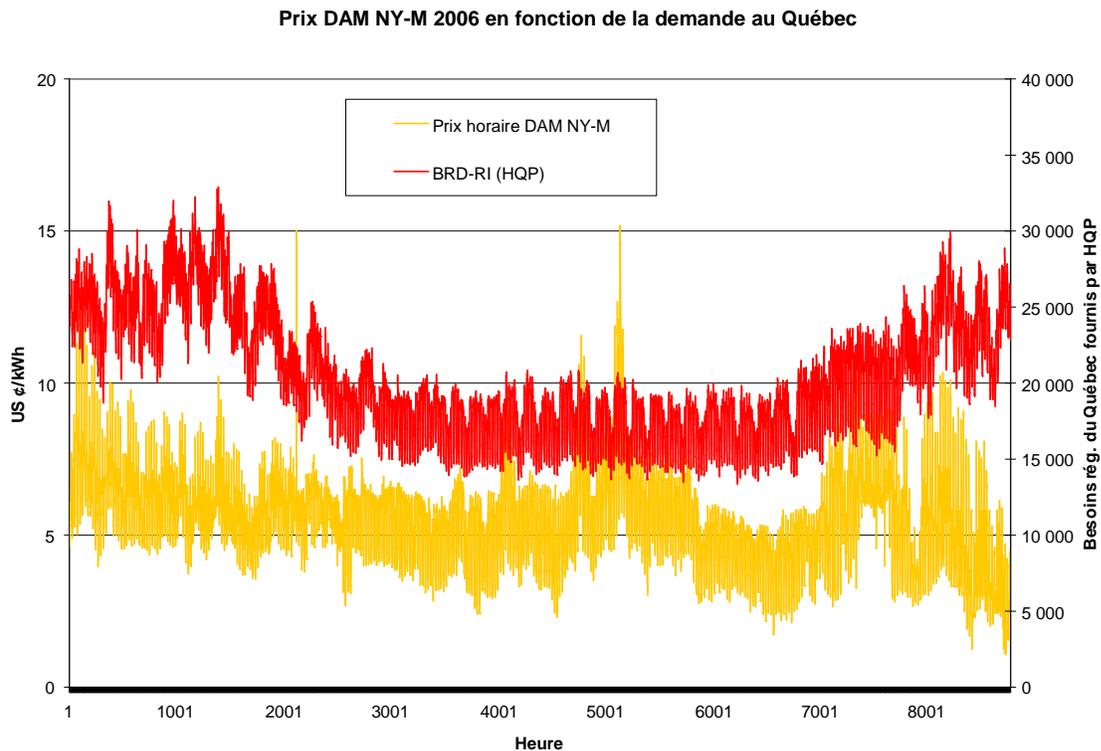
	janvier	février	mars	décembre	Moyenne hivernale	Moyenne annuelle
2005	6,2	5,1	5,8	9,1	6,6	7,2
2006	6,6	6,0	5,6	4,6	5,6	5,6

Ce tableau suggère que les prix à NY en hiver ne sont pas élevés par rapport aux autres saisons. En comparant ce tableau avec celui qui précède, cependant, on constate que les prix à NY sont plus élevés pendant les 300 heures que pendant les autres heures de l'hiver. **Ces données confirment que, si les prix de l'Entente cadre se basaient sur les prix de marché, il y aura effectivement un prix plus élevé à payer pour les dépassements pendant les 300 heures — équivalent à une prime de 28% par rapport aux moyens annuels. Toutefois, cette prime est beaucoup moins élevée que celle qui se trouve dans l'Entente cadre soumise pour approbation.** Nous retournerons à cette question plus loin.

5.2 Les prix pendant l'année

Les deux graphiques qui suivent comparent la demande au Québec (BRD-RI HQP) et les prix DAM à NY-M pour 2005 et 2006. Il en ressort clairement que la variation des prix dans ce marché varie indépendamment de la demande québécoise.





Règle général, les pics extrêmes de prix dans la marché newyorkais se font en été. Cependant, il y a eu un pic important le 24 janvier 2005. Ce jour, entre 16h et 17h le prix DAM s'est monté de 63 \$ à 197 \$, un effet qui a duré pendant quatre heures. Selon nos échanges avec les responsables de l'ISO-NY, cet événement aurait probablement été la conséquence d'un *outage* imprévu à l'intérieur de l'État, et non pas à un événement météorologique qui aurait pu affecter la demande au Québec⁶.

Le prix moyen dans ce marché en 2005 était de 71,50 \$ US le MWh, ou de 86,15 \$CA, selon les taux d'échange en vigueur⁷. En 2006, le prix moyen était de 54,96 \$ US le MWh, ou de 62,37 \$CA — bien en deça du fix fixé par l'Entente cadre en vigueur, qui s'est augmenté en septembre 2006 de 76,875 \$ à 79,84 \$ le MWh.

⁶ Communication personnelle avec Mike Calimano, VP Operations, ISO-NY.

⁷ La conversion en devise canadien se fait selon les moyens mensuels obtenus de Statistiques Canada.

6 L'Entente cadre

6.1 La nature de l'Entente cadre

Selon le préambule de l'Entente cadre, celle-ci vise à fournir au Distributeur de l'électricité de dernier recours, après avoir utilisé de façon raisonnable tous les moyens d'approvisionnement mentionnés en Annexe A, soit l'électricité patrimoniale, les différents produits acquis par ou sans appels d'offres, et l'électricité interruptible et de génératrices d'urgence.

Dans ses réponses aux observations des intéressés au dossier R-3568-05, le Distributeur a expliqué plus en détail sa vision de l'Entente :

Lorsque le Distributeur aura utilisé tous les moyens son seul recours pour satisfaire la consommation québécoise sera le produit prévu par l'Entente cadre. Dans un tel cas, la source d'approvisionnement proviendra du Producteur et sera « encadrée » par les modalités de l'Entente cadre.

Le Distributeur ne se prévaut des mesures prévues à l'Entente cadre qu'après avoir mis à contribution tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition. Le Distributeur dispose ainsi de plusieurs moyens d'approvisionnement, que ce soit des achats saisonniers, mensuels, hebdomadaires ou même quotidiens avant de devoir recourir à l'Entente cadre qui constitue un dernier recours disponible en temps réel. (page 4)

Ainsi, il justifie le prix de l'Entente cadre pour les 300 heures sur la base du fait que, s'il vient après l'électricité interruptible dans la liste des moyens, son coût devrait nécessairement être plus élevé :

Considérant que l'Entente cadre constitue une mesure de dernier recours à la disposition du Distributeur après épuisement de tous ses moyens d'approvisionnement et qu'un prix de 30¢/kWh en période de pointe est déjà prévu pour l'électricité interruptible, le prix de l'Entente cadre ne peut manifestement être inférieur à 30¢/kWh puisque le recours à l'Entente cadre est en aval de l'ensemble des moyens disponibles au Distributeur, c'est donc un prix qui reflète une utilisation rare par rapport à des prix unitaires qui reflètent une utilisation sur une plus longue période, par exemple les achats saisonniers ou mensuels. (page 5) (soulignés ajoutés)

Soulignons que les prix du nouveau programme d'électricité interruptible varient entre 200 \$ et 250 \$/MWh, sensiblement moindre que le prix de 300 \$ qui était en vigueur à l'époque du dossier R-3568. De plus, si cette comparaison était valide, elle devrait également s'appliquer

pendant les autres heures de l'année, le coût de l'électricité interruptible n'étant pas modulé selon les heures de pointe.

En réalité, l'erreur logique de cet argument est plus profonde, semblable à celle souvent invoqué par le Distributeur, soit de traiter de l'électricité patrimoniale et de ses dépassements comme s'il s'agissait d'un produit ordinaire d'électricité.

Cette même erreur se répète plus loin dans le document cité ci-dessus, dans les réponses du Distributeur aux arguments d'Option Consommateurs, où il a écrit :

Les besoins couverts par l'Entente cadre se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous ses moyens d'approvisionnement (R-3568-2005, HQD-1, Doc. 1, p.5 ; R-3550-2004, n.s. 8 juin, pp. 34-35 et 9 juin, pp. 216-218). Même s'il existe d'autres moyens dans les marchés voisins, au moment où le Distributeur a recours à l'Entente cadre, ces moyens ne sont plus disponibles ni au Distributeur, ni au Producteur. Dans ce contexte, on peut considérer l'entente comme un dernier recours incontournable.
...

[L]orsque le Distributeur aura recours à l'Entente cadre, il aura déjà épuisé sa capacité d'avoir recours aux marchés limitrophes en raison notamment des contraintes de temps et de réseau.

L'Entente cadre n'est pas un produit standard transigé dans les marchés, il s'agit d'une police d'assurance. (page 9) (soulignés ajoutés)

Le Distributeur a raison quand il soutient que l'Entente cadre, comme l'électricité patrimoniale, ne sont pas des produits standards. Pour ces deux « produits », à l'encontre de tout autre produit dans l'univers de l'électricité, les volumes transigés ne peuvent être connus ni avant l'heure de fourniture ni en temps réel, mais seulement à la fin de l'année civile où la fourniture aura eu lieu. Comme le Distributeur l'a bien expliqué lors de la rencontre technique, il n'exerce aucun contrôle sur le placement des bâtonnets et, bien qu'il essaye de façon continue pendant l'année d'estimer leur placement afin de gérer ses achats de court terme, les aléas climatiques vers la fin de l'année peuvent largement bouleverser les estimations faites auparavant. Cela implique que, à l'égard des marchés DAM ou HAM, ou même encore en temps réel, le Distributeur n'a qu'une vague idée du volume d'électricité patrimoniale qu'il utilise réellement pour cette heure.

Ainsi, le moment où le Distributeur « a recours » à l'Entente cadre n'est pas en temps réel mais plutôt en temps différé, plusieurs mois *après* le moment où la fourniture a eu lieu, soit après la fin de l'année civile. Pour démontrer ce fait, il suffirait de comparer l'allocation des bâtonnets pour des heures précises selon les rapports trimestriels soumis par le Distributeur en suivi de la

décision D-2005-203 (qui ne sont pas au dossier) avec les allocations finales, telles qu'elles se trouvent aux fichiers B-3. Il y aura sans doute des heures où le volume de dépassement selon un des rapports trimestriels serait augmenté ou annulé dans le rapport final, dû à l'allocation finale des bâtonnets qui se fait seulement après la fin de l'année. Cet exercice démontrera clairement que l'Entente cadre n'est pas utilisée en temps réel, mais seulement en temps différé.

Dans un tel contexte, il est absurde de suggérer que le Distributeur utilise « de façon raisonnable » ces moyens d'approvisionnement, dont notamment l'électricité patrimoniale, **avant** d'exercer son « dernier recours » aux dépassements. La réalité est très différente. En fonction de ses estimations de la charge québécoise pour une heure donnée, le Distributeur programme ses achats pour influencer le bâtonnet qui s'appliquera éventuellement pour cette heure, une fois l'année terminée, pour minimiser à la fois les dépassements et la quantité d'ÉPNU. Il s'agit d'un casse-tête qui n'a d'équivalent nulle part ailleurs, à notre connaissance.

De là, insister sur le fait que le Distributeur « mette à contribution » l'énergie patrimoniale **en temps réel**, et qu'il se prévale des mesures prévus à l'Entente cadre comme d'un « dernier recours disponible **en temps réel** » est, à tout le moins, irréaliste.

Le fonctionnement du réseau québécois d'électricité est bien connu. En fait, malgré la séparation fonctionnelle, les opérations du Producteur et du Distributeur demeurent hautement intégrées. Ainsi, HQP fournit en temps réel l'ensemble des besoins des consommateurs québécois, soustraction faite de toute énergie reçue des tiers (et de HQP à titre de fournisseur post-patrimonial). Le fait que le calcul des volumes mobilisés à titre d'électricité patrimoniale commence avec la production des centrales de HQP plutôt qu'avec une mesure quelconque de l'énergie reçue par le Distributeur en témoigne de façon éloquente.

Vue ensemble, l'électricité patrimoniale et l'Entente cadre définissent donc la contrepartie économique de ces échanges. Tout kWh jugé patrimonial a un prix de 2,79 cents ; les prix des autres kWh pris par HQD sont fixés selon l'Entente cadre. **De par la définition même de l'électricité patrimoniale au Décret 1277-2001, il est impossible de distinguer un kWh patrimonial d'un kWh de dépassement (ou d'une kWh d'ÉPNU) avant la fin de l'année civile.**

La Régie a reconnu dans sa décision D-2005-178 sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014 et dans sa décision D-2005-203 sur l'Entente cadre antérieure que, étant donné que c'est HQP qui répond aux besoins nets (après ses achats auprès des tiers) du Distributeur en temps réel, il est

nécessaire d'établir un mécanisme pour compenser HQP pour l'énergie prise par HQD au-delà des volumes auxquels il a droit en vertu de la Loi (et des décrets). L'Entente cadre est l'outil retenu pour cette fonction.

Il est toutefois trompeur de décrire les dépassements couverts par l'Entente cadre comme un produit de dernier recours, ou encore comme une police d'assurance. Il est tout simplement l'outil qui définit les prix de la portion non patrimoniale de l'électricité fournie au Distributeur par HQP — une fourniture qu'il serait presque impossible d'éviter complètement.

Comme la Régie l'a exprimée dans sa décision D-2005-203, à la page 7 :

En fait l'Entente, qui n'a pas d'équivalent dans le marché, est spécifiquement conçue pour compléter le profil de consommation du volume d'électricité patrimoniale. On peut difficilement la comparer à des approvisionnements traditionnels.

6.2 Les prix de l'Entente cadre

Tout en reconnaissant le caractère normal et inévitable des transactions en vertu de l'Entente cadre, il importe de souligner que Distributeur est obligé, de par la Loi, de prévoir ces besoins et, dans la mesure du possible, d'avoir recours à des appels d'offres pour les besoins qu'il est capable de prévoir. Il en découle qu'il n'est pas nécessaire de fixer un prix artificiellement élevé pour inciter le Distributeur à répondre à ses obligations statutaires.

L'utilisation d'un prix artificiellement élevé pour inciter le Distributeur à répondre à ses obligations statutaires est encore plus problématique lorsqu'il s'agit d'un prix payé à une division non réglementée de la même entreprise. Il est bien connu que, dans tout régime de séparation fonctionnelle, un régulateur se doit de scruter soigneusement toute transaction qui risque de bénéficier à l'actionnaire aux dépens de la clientèle réglementée. La Régie, à titre de régulateur, est donc justifié tant de s'informer sur le processus de négociation entre les deux divisions que d'évaluer la justesse de son résultat, pour s'assurer que les coûts qui seront supportés par l'entité réglementée et par sa clientèle sont justes et raisonnables et n'avantagent pas indûment l'entité non réglementée au dépens de la clientèle réglementée.

6.2.1 Le prix pour dépassements pendant les 300 heures

Dans le dossier antérieur (R-3568-05), il a été beaucoup question de la justesse du prix fixé dans l'Entente cadre de 30 \$ pour chaque MWh de dépassement ayant lieu pendant les 300 heures. Selon le Distributeur, ce prix, basé sur le coût de l'électricité interruptible auprès des consommateurs industriels, était raisonnable, étant donné le caractère unique du produit.

Dans sa décision, la Régie a approuvé l'Entente pour une durée de deux ans, sans se prononcer explicitement sur l'aspect raisonnable du prix de 30 \$. Elle a précisé que cette durée serait « suffisante pour permettre au Distributeur d'évaluer, à la lumière de l'expérience qu'il acquerra à la gestion des approvisionnements post patrimoniaux, la valeur de la flexibilité et les coûts de l'Entente » (D-2005-203, à la page 8; nous soulignons). La question des prix appropriés pour la nouvelle Entente cadre reste donc entière.

Il est surprenant de constater que nulle part dans la preuve du Distributeur ni dans ses commentaires à la rencontre technique n'a-t-il fait état de ses propres positions de négociation, ni des arguments avancés par HQP pour défendre les siennes. Autrement dit, rien n'indique que, lors des négociations avec ses confrères de HQP, les négociateurs de HQD auraient essayé d'obtenir un meilleur résultat pour sa clientèle. En fait, la preuve du Distributeur à cet égard consiste en une défense basée sur la raisonnable des prix demandés par HQP, ne donnent aucune indication que le Distributeur aurait essayé d'avoir un meilleur « deal »⁹.

Il n'y a donc aucune preuve au dossier à l'effet que le Distributeur aurait essayé d'obtenir un prix moindre à l'égard des 300 heures. Dans ce contexte, la responsabilité de la Régie de s'assurer qu'il n'y a pas de *affiliate abuse* dans cette transaction devient primordial.

Il est normal, dans un processus de négociation, d'essayer d'estimer les coûts et bénéfices qu'une entente proposée auraient pour la contrepartie, pour permettre d'évaluer sa marge de manœuvre. Dans une négociation sur la fourniture d'un service énergétique, les deux facteurs clés sont les coûts directs pour fournir le service et le coût d'opportunité que le service occasionne.

⁹ Notons à cet égard que, en réponse aux questions 6.2 et 6.2.1 du RNCREQ (« Est-ce que, dans ses négociations avec HQP, HQD a essayé de faire diminuer le prix de ce bloc [les 300 heures]? Sinon, pourquoi pas? »), le Distributeur n'a fait qu'un renvoi à sa réponse à la question 5.1 de la Régie, qui ne répond aucunement à ces questions.

À l'égard des coûts directs, aucune information n'a été versée au dossier. Une question du RNCREQ à ce sujet a été répondue par un renvoi à la même réponse à la Régie¹⁰, qui ne fournit aucun éclaircissement.

Pour ce qui est des coûts d'opportunité, par contre, les données fournies dans les fichiers Excel des pièces B-3 et B-4 permettent une réponse du moins partielle. Il est bien connu que HQP est un participant très actif au marché newyorkais, et qu'une partie significative de ses transactions se fait sur les marchés horaires. Il serait raisonnable de présumer que tout dépassement de la courbe patrimoniale résulterait en une réduction des ventes de HQP sur ce marché, et que le coût d'opportunité de HQP serait égal au prix du MWh sur ce marché, à l'heure où le dépassement aura eu lieu¹¹.

Dans la section précédente, nous avons démontré que le surcoût pour les 300 heures, par rapport aux autres heures de la saison ou de l'année est autour de 28 %, il est donc surprenant que HQP exige un prix si élevé. Entre les coûts d'opportunité de 7 à 9 cents (US) et le prix demandé de 30 cents, il y a un différentiel énorme et difficilement justifiable.

6.2.2 Le prix pour dépassements pendant les autres heures

Le tableau suivant indique les coûts totaux des dépassements en 2005 et 2006, selon l'Entente cadre en vigueur, et les coûts qui auraient résultés si HQP avait facturé le coût DAM NY-M pour chaque dépassement, comme l'avaient suggéré certains participants dans le dossier R-3568-05.

¹⁰ Voir la note précédente.

¹¹ Étant donné la capacité de HQP d'optimiser ses ventes dans le temps, grâce à ses réservoirs et son choix de marché de vente, l'utilisation du prix horaire au moment du dépassement sur le marché DAM à NY constitue une hypothèse très conservatrice.

	Volume de dépassements	coûts de dépassements selon Entente cadre		coûts de dépassements selon DAM NY-M		surcoût Entente cadre vs. DAM NY-M
		\$	\$/MWh	\$	\$/MWh	
	MWh					
2005	45 602	3 668 933	80,5	3 707 658	81,3	-1%
2006	95 933	7 442 529	77,6	4 678 352	48,8	59%

Notons d'abord que, en 2005, les coûts de dépassement en vertu de l'Entente cadre reflétaient presque exactement ceux évalués selon le DAM NY-M. Toutefois, en 2006, malgré le fait que le volume de dépassements a plus que doublé, le coût de les alimenter sur le marché DAM NY-M n'aurait augmenté que par 36%. Cela est dû au fait que les prix sur ce marché en 2006 ont été en général moins élevés qu'en 2005, année marquée par une flambée des prix en été et en automne et par une détérioration importante de la valeur de la devise américaine.

Ainsi, malgré le fait qu'il n'y ait pas eu de dépassements aux 300 heures en 2006, le surcoût de l'Entente cadre par rapport aux prix du marché newyorkais a augmenté drastiquement. Cet effet est dû, en partie, au fait que le coût pour les dépassements hors pointe ont augmentés (de 76,875 \$/MWh à 79,84 \$/MWh), tandis que les prix DAM NY-M demeuraient souvent en-deça de 5 cents US.

À titre de comparaison, le prix de base utilisé par TransÉnergie pour le calcul de ses tarifs d'écart de livraison et de réception est de 75 \$CA le MWh. Ce montant a été fixé par la Régie dans sa décision D-2006-66 (R-3549-04 phase 2). Dans son plus récent dossier tarifaire sur le transport, TransÉnergie n'a pas demandé qu'il soit modifié¹².

Selon l'évolution future du marché newyorkais, les prix fixés par l'Entente cadre pour les dépassements hors des 300 heures, soit de 81 \$ le MWh en 2007 et 83 \$ en 2008, risquent d'être élevés par rapport aux prix du marché.

6.3 La valeur de l'ÉPNU

Cet examen des prix de l'Entente cadre ne peut être complet sans prendre également en considération la valeur pour HQP de l'électricité patrimoniale non utilisée. Rappelons que, selon

¹² R-3605-06, HQT-12, doc. 1, p. 20.

la Loi et le Décret, HQP est obligé de fournir jusqu'à 178,86 TWh en électricité patrimoniale à HQP à un prix statutaire de 27,90 \$ le MWh. Toutefois, dû à des disparités entre sa courbe de puissances classées et celle du décret, tel qu'amplement décrit dans la preuve du Distributeur, le volume d'électricité patrimoniale fournie au Distributeur par HQP est toujours moindre. Les volumes d'électricité patrimoniale non utilisée par le Distributeur demeurent ainsi la propriété de HQP, qui est libre de les vendre sur les marchés avoisinants au prix du marché.

En utilisant les calculs de l'ÉPNU horaire décrit ci-dessus, il est également possible d'estimer la valeur de cette électricité pour HQP, toujours selon l'hypothèse conservatrice où chaque kWh d'ÉPNU est exporté au prix DAM NY-M au moment de sa libération. Ainsi, la première colonne du tableau suivant résume la somme des ÉPNU horaires, selon les calculs décrits ci-dessus. La deuxième colonne indique la valeur de cette énergie sur le marché DAM NY-M. Finalement, la dernière colonne indique les bénéfices de l'ÉPNU pour HQP, calculés en multipliant la différence entre le prix horaire DAM et le prix patrimonial de 27,90 \$/MWh par la partie du bâtonnet qui n'est pas complètement utilisé. Cette même valeur représente également la perte pour HQD due à la non utilisation de l'électricité patrimoniale¹³.

	Volume de l'ÉPNU	valeur de l'ÉPNU selon DAM NY-M	Valeur (coût) de l'ÉPNU pour HQP (HQD)
	MWh	\$	\$/MWh
2005	308 441	26 001 466	17 395 952
2006	1 920 328	132 705 074	79 127 928

L'on constate donc **une valeur économique de l'ordre de 17 millions de \$ en 2005 et de 79 millions de \$ en 2006**, obtenu par HQP au dépens de HQD, uniquement grâce aux disparités dans le jeu des bâtonnets, tel qu'expliqué plus haut. Dans la dernière section, nous examinerons les implications de ce constat et proposerons des solutions à court et à long terme.

¹³ Pour HQP, il s'agit du bénéfice qui résulte de la revente en exportation (ou selon l'Entente cadre) d'une kWh qui aurait pu être vendue à HQD comme électricité patrimoniale. Pour HQD, une perte équivalente découle du besoin d'acheter une kWh sur un de ces marchés au lieu de pouvoir consommer une des kWh patrimoniales prévues par la Loi.

7 Constats

Dans le cadre de l'analyse décrite dans le présent rapport, nous avons fait les constats suivants :

- Il est possible et utile de calculer l'électricité patrimoniale non utilisée (l'ÉPNU) sur une base horaire, en soustrayant le « volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre d'électricité patrimoniale » du bâtonnet affecté, lorsque cette différence est positive. Pour tenir compte de l'écart entre le volume maximal d'électricité patrimoniale selon le Décret et la somme des valeurs horaires (bâtonnets) y mentionnées, il faut réduire cette valeur par un facteur de correction C, défini comme suit :

$$\sum EPNU_h - \sum (EPNU_h * C) = 660\,972 \text{ MWh.}$$

- Le volume de dépassements pendant les 300 heures de plus grand « volume mobilisé » s'est amélioré entre 2005 et 2006. Par contre, le volume d'ÉPNU pendant les 300 heures a augmenté par **un facteur de 20**, de 13 GWh à 260 GWh.
- Entre 2005 et 2006, les dépassements se sont doublés, mais le volume d'ÉPNU s'est augmenté par **un facteur de six**, de 308 GWh à 1 920 GWh. Le volume d'ÉPNU en 2006 a été **plus que six fois plus grand** que le volume estimé en R-3568-05, soit de 300 GWh.
- Il est incorrect de décrire l'Entente cadre comme un dernier recours, parce qu'elle n'est pas utilisée en temps réel, mais en temps différé. L'Entente cadre est un élément essentiel dans le mécanisme d'électricité patrimoniale établie par la Loi, et ses prix devront refléter les principes qui sous-tendent la Loi. Selon notre compréhension de la Loi, ces prix devront refléter les prix du marché.
- Les prix DAM de NY (zone M) sont stable pendant les 300 heures. Toutefois, le prix moyen pendant les 300 heures est quelque 28% plus élevé que le prix moyen pour l'année — une pourcentage qui n'a pas varié entre 2005 et 2006. À la lumière de ce constat, le prix de 30 ¢ dans l'Entente cadre semble abusif.
- La moyenne annuelle du prix DAM a été de 86 \$ CA le MWh en 2005 mais de seulement 62 \$ CA en 2006, tandis que le prix de dépassements hors pointe de l'Entente cadre en vigueur a augmenté de 76,875 \$ à 79,84 \$ le MWh en septembre 2006. Ainsi les coûts

globaux des dépassements selon l'Entente cadre en 2006 présentent un surcoût de presque 60 % par rapport aux prix newyorkais.

- Finalement, nous avons évalué la valeur de l'électricité patrimoniale non utilisée, selon les prix horaires DAM NY-M. Comparé au coût patrimonial, l'ÉPNU dégage un profit pour HQP (et un coût additionnel pour HQD) de 17 millions \$ en 2005 et de 79 millions \$ en 2006.

8 Recommandations

Comme nous l'avons vu, le mécanisme d'allocation des bâtonnets et l'application de l'Entente cadre sont les outils complémentaires et essentiels qui, ensemble, donne effet au contrat patrimonial créé par la Loi sur la Régie de l'énergie (tel que modifiée par la Loi 116) et par le décret 1277-2001 qui l'accompagne. On peut donc s'attendre à ce que ces deux outils appliquent la lettre et l'esprit de la Loi, sans créer de coûts ou bénéfices additionnels qui ne sont pas prévus dans la Loi.

Au cœur du contrat patrimonial est la notion que HQP réserve une partie de sa production pour le bénéfice des consommateurs québécois, à un prix qui reflète son faible coût de production (2,79 ¢ / kWh). À part ce bloc patrimonial, a) HQP devrait pouvoir vendre sa production additionnelle selon les prix disponibles aux marchés, et b) le Distributeur doit également approvisionner ses besoins additionnels selon les prix du marché. Le contrat patrimonial est donc un mécanisme qui garantit une énergie à bas prix aux consommateurs québécois mais qui en même temps établit des limites claires à la quantité d'énergie ainsi fournie. Cela permet en même temps à HQP de vendre le reste de sa production en fonction des prix disponibles sur les marchés avoisinants

Cela dit, nous ne trouvons rien dans la loi qui permettrait à HQP d'obtenir des bénéfices dans ses transactions avec HQD, au-delà de ceux qu'il aurait obtenu en disposant de ses réserves d'énergie non patrimoniales sur les marchés concurrentiels.

Toutefois, selon les analyses qui précèdent, on constate que l'Entente cadre fait précisément cela, 1) en obligeant le Distributeur à payer un prix exorbitant pour des dépassements qui ont lieu pendant les 300 heures et, de surcroît, à payer un prix pour les autres dépassements qui, dans une des deux années historiques, a également été sensiblement supérieur aux prix de marché; et 2) en privant le Distributeur d'une partie de l'électricité patrimoniale prévue par la Loi, dû à

l'appariment imparfait entre sa courbe de puissances classées et celle du décret. Finalement, ces prix exorbitants incite le Distributeur à adopter des stratégies qui aggravent sensiblement la perte de l'électricité patrimoniale, sans compenser le Distributeur pour l'énergie patrimoniale non utilisée.

Le Distributeur a déjà fait l'argument que la perte d'une certaine quantité d'électricité patrimoniale est inévitable, étant donné le mécanisme créé par le Décret. Toutefois, rien dans la loi ni dans le décret n'indique de cet effet était voulu par le Législateur. Au contraire, le décret indique clairement que :

5. Le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, jusqu'à concurrence de 178,86 térawattheures ...

La notion d'électricité patrimoniale « laissé sur la table » n'y apparaît pas.

À notre avis, l'esprit la loi serait mieux respecté si le Distributeur utilisait 100 % de l'électricité patrimoniale prévue, quitte à compenser HQP pour toute énergie additionnelle qu'il utilise à un prix qui reflète les prix des marchés avoisinants.

La seule façon d'éviter que la situation actuelle se reproduise — où, grâce aux incitatifs créés par le prix de dépassements, le Distributeur gère ses approvisionnements de façon à laisser non utilisée un volume important d'électricité patrimoniale — est de **fixer les prix de dépassement sur la base d'un indicateur calculé en fonction des véritables prix de ou des marché(s) avoisinant(s)**. Dans le présent rapport, nous avons utilisé comme indicateur les prix DAM de NY zone M, tel que fournis par le Distributeur dans sa preuve. Si, par contre, HQP considère qu'un autre indicateur serait plus approprié, il est bien sûr libre de le proposer.

Deuxièmement, il serait souhaitable que HQP soit invité à accepter, en accord avec l'esprit de la Loi, de retourner au Distributeur — du moins en partie — les bénéfices reliés aux volumes d'électricité patrimoniale qui ne peuvent pas être utilisées pour des raisons techniques — bénéfices qui en 2006 ont eu une valeur de 79 million de \$. Ainsi, les frais de dépassements pourraient être réduits par un montant qui reflète la valeur de l'électricité patrimoniale non utilisée.

L'approche à l'Entente cadre qui est proposée ici ne serait pas, évidemment, souhaitable selon l'intérêt « corporatif » de HQP. Toutefois, nous osons croire que, si la Régie encourage la

renégociation de l'Entente cadre en ce sens, HQP offrirait sa collaboration pour trouver une solution équitable.