

**DEMANDE D'APPROBATION DU PROTOCOLE
D'ENTENTE VISANT LA SUSPENSION TEMPORAIRE
DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA
CENTRALE DE BÉCANCOUR ET DE L'ENTENTE FINALE
ENTRE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION ET
TRANSCANADA ENERGY**

ANNEXES

Table des matières

ANNEXE 1 – ÉVOLUTION DU TARIF GAZ MÉTRO.....	5
ANNEXE 2 – LETTRE D’HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION.....	9
ANNEXE 3 - APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS – 2008	11
ANNEXE 4 - CALCUL DES ÉCARTS ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU CONTRAT AVEC TCE.....	13
ANNEXE 5 - ANALYSE DES OFFRES REÇUES AUX APPELS D’OFFRES	17

ANNEXE 1 – ÉVOLUTION DU TARIF GAZ MÉTRO

En juin 2003, le Distributeur a conclu un contrat d'approvisionnement en électricité avec TransCanada Energy¹ (ci-après, TCE) pour une période de 20 ans, débutant en septembre 2006. Pour rencontrer ses engagements, TCE a conclu un contrat d'équilibrage et de distribution² avec SCGM (ci-après, Gaz Métro) pour la même période. Puisque le Distributeur demande à TCE de suspendre sa production pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008, avec une option pour une année supplémentaire, il devra le compenser pour les coûts reliés au volet distribution de son contrat avec Gaz Métro. Cette compensation sera composée d'une partie fixe représentant l'obligation minimale de TCE et d'une partie variable couvrant le risque tarifaire.

Le contrat entre TCE et Gaz Métro s'étale sur 245 mois et couvre la période de démarrage, d'une durée de 5 mois, et la période d'exploitation de la centrale, d'une durée de 240 mois. TCE prend le service au tarif D4, débit stable, avec un volume souscrit de 2 639 219 m³/jour.

Le tarif de distribution D4 de Gaz Métro comprend une partie fixe qui est basée sur le volume souscrit, facturée selon l'article 2.1 du tarif D4, et une partie variable qui fluctue en fonction de la consommation quotidienne, facturée selon l'article 2.2. À ces taux unitaires s'applique la réduction selon la durée du contrat de 26 % tel que stipulé à l'article 2.5 et également inscrite au contrat. Au total, la facture 2008 de TCE pour les services acquis en distribution de Gaz Métro est de l'ordre de 10,2 M\$.

¹ R-3515-2003, HQD-1, Document 3.

² Voir R-3542-2004, SCGM-1, Document 4.

Compensation pour la partie fixe

La partie fixe du tarif correspond à l'obligation minimale quotidienne et devra être assumée par TCE pour la période où la centrale sera en arrêt. Le taux unitaire applicable au volume souscrit stipulé au contrat est de 0,4622 ¢/m³. Ce taux a évolué en fonction des hausses tarifaires de Gaz Métro et, avec le tarif en vigueur au 1^{er} novembre 2007, est de 0,6166 ¢/m³ (sujet à l'approbation finale de la Régie).

En incluant la réduction de 26 %, le taux unitaire de l'obligation minimale quotidienne est de 0,4563 ¢/m³. Ainsi, sur la base des tarifs actuels, la portion fixe de la facture annuelle correspondant à l'obligation minimale quotidienne représentera environ 4,4 M\$ en 2008, montant qui sera assumé par le Distributeur.

Calcul de la facture avec la réduction selon la durée du contrat de 26 %

Volume souscrit 2 639 219 m³/jour

Tarif en vigueur au 1^{er} novembre 2007 ¹		Facture quotidienne (\$)		Facture annuelle (\$)	
Volume souscrit	Taux (¢/m³)	Après la réduction de 26 %		Après la réduction de 26 %	
333 premiers	9,109	22		8 193	
667 suivants	6,283	31		11 319	
2 000 suivants	4,616	68		24 936	
7 000 suivants	3,346	173		63 263	
20 000 suivants	2,300	340		124 246	
70 000 suivants	1,728	895		326 713	
200 000 suivants	1,163	1 721		628 253	
700 000 suivants	0,985	5 102		1 862 340	
1 000 000 excédants	0,304	3 688		1 345 969	
Partie fixe	0,4563	12 042		4 395 231	
Partie variable	0,8110	15 839		5 781 238	
Total		27 881 \$		10 176 469 \$	

Note :

1) Sujet à l'approbation finale de la Régie.

Compensation pour le risque tarifaire

Pour la partie variable de la facture, le taux unitaire de 0,811 ¢/m³ réduit du rabais de 26 % est appliqué à la consommation. En utilisant le volume souscrit, ce montant est de l'ordre de 5,8 M\$. TCE n'a pas à payer ce montant lorsqu'il ne consomme pas. Par contre, l'ampleur du niveau de consommation de TCE permettait à Gaz Métro d'anticiper une baisse des tarifs de distribution³. La perte de cette consommation se reflètera sur les résultats financiers de Gaz Métro, les tarifs étant fixés jusqu'au 30 septembre 2008. Pour les neuf premiers mois Gaz Métro devra assumer cette perte à même son risque d'affaire. Par contre, à partir du 1^{er} octobre 2008 jusqu'au 31 décembre 2008, le Distributeur assumera ce risque puisque l'absence de consommation de TCE aura été prise en compte dans les tarifs de Gaz Métro en vigueur à partir du 1^{er} octobre 2008.

À titre illustratif, une hausse de l'ordre de 1,2 % du tarif de distribution, soit la partie variable de 5,8 M\$ sur les revenus de distribution de 467 M\$⁴ en 2007-2008, pourrait être applicable durant les années où Gaz Métro aura prévu l'absence de toute consommation de la part de TCE. Pour TCE, cette hausse représenterait pour une année complète environ 55 000 \$. Pour l'année 2008, le Distributeur devra donc assumer le quart de ce montant, soit environ 14 000 \$.

Pour l'année 2009, si le Distributeur exerce son option de suspension en juillet 2008, Gaz Métro pourra alors amender sa requête tarifaire en cours afin d'inclure l'impact d'une année d'arrêt dans ses tarifs. Cet impact sera alors intégré à l'analyse du Distributeur et compensé en totalité.

Le Distributeur compensera également TCE pour toute hausse ultérieure de facture attribuable à une augmentation de tarif causée par la période d'arrêt qu'il devra assumer lorsqu'il prendra de nouveau livraison de gaz naturel au tarif D4. La portion de la hausse tarifaire imputable à la période d'arrêt de TCE devrait

³ D-2004-197, R-3542-2004, page 19 et D-2006-111, R-3591-2005, page 12.

⁴ R-3630-2007, SCGM-1, Document 1 révisé, page 13.

être facilement identifiable lors des causes tarifaires de Gaz Métro vu l'importance de la consommation de TCE et du risque qui y est associé. Si elle ne l'est pas, le Distributeur garantit à TCE de le compenser pour les hausses du tarif de distribution supérieures à l'inflation pour les quatre années suivant la période d'arrêt.

À titre indicatif, le tableau suivant présente les hausses tarifaires de Gaz Métro et les taux d'inflation de 2001 à 2007.

Historique des variations du tarif de distribution chez SCGM

Tarif en vigueur au	Variation	Inflation ¹	Décisions
1 ^{er} octobre 2001	4,30%	2,60%	D-2001-232
1 ^{er} octobre 2002	1,10%	2,20%	D-2002-196
1 ^{er} octobre 2003	1,82%	2,80%	D-2003-180
1 ^{er} octobre 2004	-3,01%	1,90%	D-2004-196
1 ^{er} octobre 2005	0,37%	2,20%	D-2005-171
1 ^{er} octobre 2006	5,92%	2,00%	D-2006-140
1 ^{er} novembre 2007	4,20%	2,00%	D-2007-116 ²
Cumulatif 2001-2004	4,13%	9,84%	
Cumulatif 2002-2005	0,21%	9,41%	
Cumulatif 2003-2006	4,99%	9,20%	
Cumulatif 2004-2007	7,44%	8,35%	

Notes :

- 1) Inflation correspondant à l'année de la hausse tarifaire.
- 2) Sujet à l'approbation finale de la Régie.

ANNEXE 2 – LETTRE D’HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

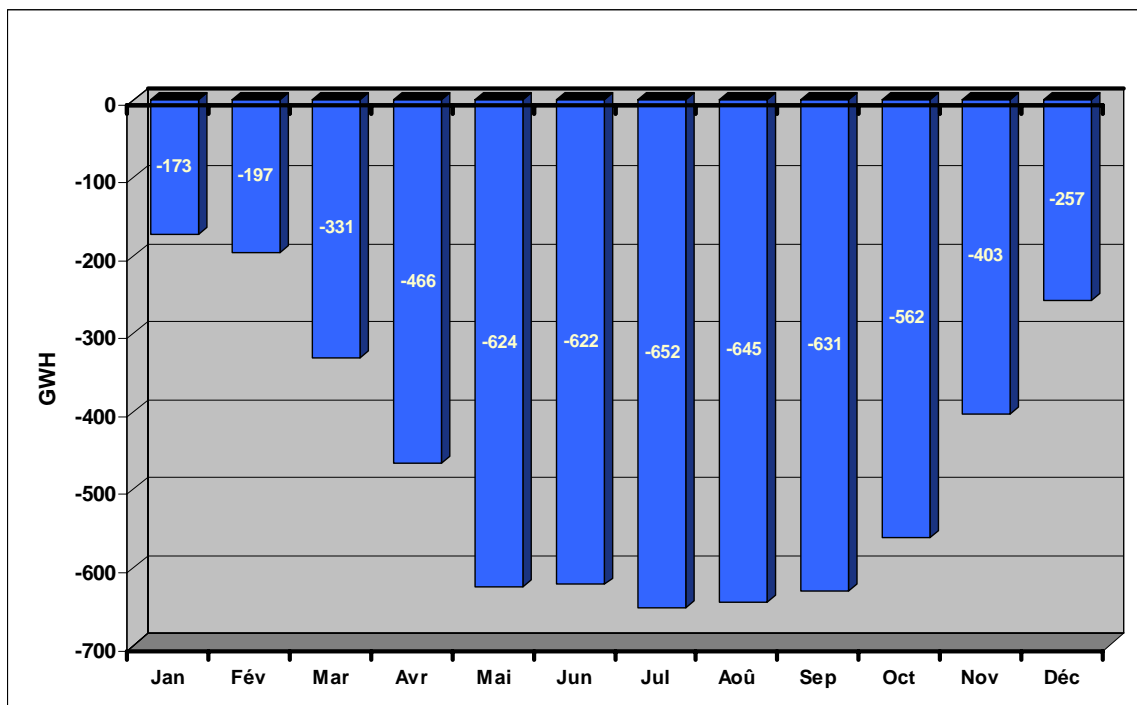


ANNEXE 3 -

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS – 2008

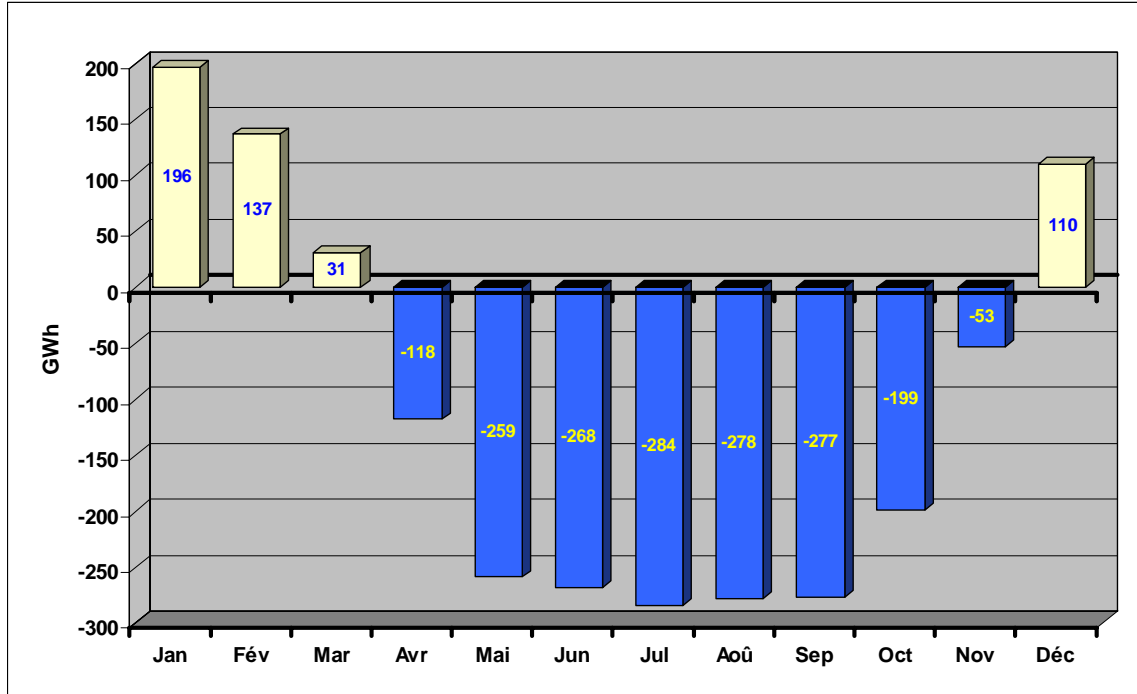
Graphique 1

Bilan énergétique - Scénario Revente



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-173	-197	-331	-466	-624	-622	-652	-645	-631	-562	-403	-257	-5 562
MW en revente	233	283	445	647	839	863	876	866	876	755	559	345	633

Graphique 2
Bilan énergétique - Scénario Suspension



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	196	137	31	-118	-259	-268	-284	-278	-277	-199	-53	110	-1 261
MW en revente	-264	-196	-41	164	348	372	382	373	384	267	74	-148	144

**ANNEXE 4 -
CALCUL DES ÉCARTS ENTRE LE PRIX DE REVENTE ET LE COÛT DU
CONTRAT AVEC TCE**

**Tableau 1
Comparaison entre les coûts de l'énergie - Revente vs contrat TCE
(prix à terme 2008 – Calendar 2008)**

		Moyenne 8 janvier au 31 oct. 2007
TCE - Coût de l'énergie		
Gaz naturel - «Futures» Henry Hub	\$US/MMBTU	
TCE - Coût de l'énergie	\$CA/MWh	68,82
Vente NY		
«Forward» NY zone A (Cal. 2008)	\$US / MWh	59,72
+ Basis NY A à M	\$US / MWh	5,48
= «Forward» NY zone M	\$US / MWh	65,21
- Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,2%
Prix avec pertes	\$US / MWh	61,81
- Frais de courtage et réserv. NY	\$US / MWh	0,91
+ Ajustement	\$US / MWh	-5,00
= Prix de vente	\$US / MWh	55,91
	\$CAN / MWh	55,91
Écart Revente vs Coûts TCE	\$CAN / MWh	-12,91
Taux de change	\$CAN / \$US	1,00

Sources et méthodologies :

Prix à terme (forward) électrique : L'établissement des prix à terme est basé sur (1) la cueillette quotidienne de données auprès de cinq fournisseurs et (2) le calcul d'une moyenne à partir des informations disponibles.

La liste des fournisseurs est présentée ci dessous:

- Prebon.
- ICAP;
- Intercontinental Exchange (ICE);
- Megawatt Daily;
- NYMEX.

Les moyennes mensuelles sont obtenues en deux étapes. Premièrement on fait la moyenne des sources 1 à 2 (firmes de courtage). Deuxièmement, la moyenne des firmes de courtage est additionnée aux autres sources pour obtenir la moyenne mensuelle.

« Basis » : Le « basis » entre deux zones est composé des pertes de transport et de la congestion du transport entre des zones. La perte en transport s'applique sur la valeur du prix à terme alors que la congestion correspond à la différence de prix entre deux zones et est évaluée sur une base historique.

Perte sur le réseau de TransÉnergie : Le facteur applicable de perte de puissance active pour le service ferme et non ferme de point à point, est de 5,2 % tel que mesuré au point de livraison (réf. : Article 15.7 de Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec).

Tarif de transit sur réseau TransÉnergie : Le Distributeur considère que le tarif de transit sur le réseau de TransÉnergie sera récupéré via le compte d'écart relatif aux revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme du Transporteur. Il n'est donc pas considéré dans cette analyse.

Tarif de transit sur le réseau de New York : Tarif fixe chargé pour tous les MWh en import et export. L'ISO se réserve le droit de le modifier mensuellement.

Frais de courtage : Il sont basés sur des ententes signées avec des contreparties externes.

TCE – coût de l'énergie au contrat : Tarif de la portion énergie du contrat avec TCE (inclus : le gaz naturel et les frais de transport et de distribution du gaz naturel)

Gaz naturel Henry Hub: Basé sur les «Futures» du NYMEX (source : Gas Daily de Platt's).

ANNEXE 5 - ANALYSE DES OFFRES REÇUES AUX APPELS D'OFFRES

Tableau 1

Écart moyen entre le coût moyen des blocs octroyés et les prix à terme à la zone M

(\$US/MWh)

	Ensemble des offres	Sans les offres d'HQP
<i>Tous les A/O</i>	-1,5	-3,8
<u>Séquence 1</u>		
<i>A/O pour des ventes de 350 MW (mars 2007)</i>	-1,4	-1,4
<u>Séquence 2</u>		
<i>A/O pour les ventes de 250 MW (avril à août)</i>	-3,5	-8,0
<u>Séquence 3</u>		
<i>A/O pour des ventes (sept. et octobre)</i>	3,9	-4,9

Méthodologie :

Octroi des blocs d'énergie

Pour cette analyse, le Distributeur octroie la totalité des blocs offerts lors des appels d'offres aux meilleurs soumissionnaires. Pour le scénario «Sans les offres d'HQP», le Distributeur n'a pu octroyer la totalité des blocs offerts :

- Juillet et août : 100 MW octroyés sur les 250 MW offerts;
- Septembre : 150 MW octroyés sur les 250 MW offerts;
- Octobre, pour le produit 7x24 : 150 MW octroyés sur les 200 MW offerts.

Les prix à terme de la zone M du marché du NYISO

- Prix fournis par un consultant pour la zone A du marché du NYISO la journée même de l'appel d'offres;
- Un basis historique est ajouté au prix à la zone A pour obtenir un prix à la zone M. On retire par la suite un montant de 0,91 \$/MWh pour tenir compte des frais de transit sur le marché NYISO (0,16 \$/MWh) et des frais de courtage (0,75 \$/MWh).

Moyennes pondérées

- Les moyennes sont évaluées en pondérant les prix mensuels par des volumes recherchés.

Obtention de prix comparables

- Afin de pouvoir comparer les prix pour des achats au point HQT aux prix à terme, le Distributeur ajuste les prix pour tenir compte de la valeur des pertes et les revenus anticipés pour les réservations de service de transport point à point;
- Les tarifs de TransÉnergie sont convertis en dollars américains en utilisant le taux de change de la Banque du Canada la veille de l'appel d'offres à midi.