

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**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**

R-3649-2007

OBSERVATIONS D'OPTION CONSOMMATEURS

PRÉPARÉES PAR ECONALYSIS CONSULTING SERVICES

20 NOVEMBRE 2007

MANDAT

Option consommateurs (« OC ») a confié à Econalysis Consulting Services le mandat d'évaluer la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité relative à la suspension de la production d'électricité à la centrale Bécancour et de lui faire des recommandations sur les sujets d'importance pour la promotion et la défense des droits et des intérêts des consommateurs résidentiels et des ménages à faible revenu.

Les observations déposées en l'instance reflètent l'analyse présentée à OC et les recommandations retenues découlent des discussions que nous avons eues sur le sujet.

1. INTRODUCTION

Le 2 novembre 2007, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur ou HQD) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant l'approbation d'une entente intervenue¹ entre HQD et TransCanada Energy Limited (TCE) visant l'arrêt temporaire de la production d'électricité à la centrale au gaz naturel de Bécancour pour l'année 2008.

Le dépôt de cette demande (R-3649-2007) intervient à la suite du dépôt, le 1^{er} novembre 2007, de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur (R-3648-2007), lequel prévoit des surplus énergétiques de l'ordre de 5,6 TWh en 2008 et de 2,9 TWh en 2009².

Devant ce déséquilibre important entre l'offre et la demande en électricité, le Distributeur dispose essentiellement de deux options :

- La première étant de prendre possession de toutes les livraisons prévues, incluant celles provenant de la centrale de Bécancour (4,3 TWh), et d'écouler d'importants surplus (5,6 TWh) sur les marchés.
- La deuxième étant de limiter l'offre excédentaire en suspendant une partie des livraisons prévues aux contrats d'approvisionnement de long terme. Cette dernière option permettrait de limiter les surplus à écouler sur le marché sans nécessairement les éliminer.

L'entente intervenue le 30 octobre 2007 entre TCE et HQD permet à ce dernier d'exercer la deuxième option pour rétablir l'équilibre énergétique. Ainsi, les enjeux en l'instance sont les suivants³ :

- les surplus accumulés et prévus pour 2008;
- les coûts reliés à la suspension du contrat de TCE pour 2008; et
- les coûts reliés à maintenir le contrat en vigueur pour cette même année.

Puisque l'intervenante n'entend pas discuter de la qualité de la prévision de la demande en électricité (i.e., surplus accumulés et prévus) pour l'année 2008 dans le présent dossier, la question est de savoir quel scénario est le plus intéressant pour les consommateurs compte tenu des coûts et des risques associés à chacune des options.

¹ Compte tenu que l'entente finale à venir devrait être « substantiellement conforme » au Protocole d'entente présenté à la pièce HQD-1, Document 1, nous utilisons le terme « entente » tout au long de nos observations lorsque nous référons au Protocole d'entente.

² R-3648-2007, HQD-1, Document 1, page 36, Tableau 5.1.

³ NS, volume 1, 13 novembre 2007, page 13 (remarques préliminaires).

2. COMPARAISON DES OPTIONS

Dans les sections qui suivent, nous présentons les coûts associés à chacune des options. Toutefois, comme les coûts associés à la « prime de puissance » devront être assumés par HQD tant pour l'option de suspension du contrat que pour l'option de revente, ils ne font pas partie de l'analyse⁴.

2.1 Coûts associés à l'option de suspension du contrat TCE

Globalement, les coûts associés à l'option de suspension sont de l'ordre de 54 M\$ et se résument aux quatre rubriques suivantes.

2.1.1 Coûts associés à TCE

En premier lieu, l'entente intervenue entre TCE et HQD prévoit que ce dernier versera environ 41 M\$ à TCE afin de compenser la perte de revenus associée à l'énergie, le coût de remplacement de la production de vapeur ainsi qu'une somme forfaitaire relative aux coûts de mise en veilleuse et de remise en service de la centrale⁵.

2.1.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

En second lieu, l'entente prévoit que le Distributeur assumera les coûts engagés par TCE pour l'alimentation en gaz naturel de la centrale, exclusion faite des approvisionnements⁶. Ces coûts comprennent les frais fixes associés à la distribution de gaz (i.e., le tarif de Gaz Métro) de l'ordre de 4,4 M\$⁷ et les frais fixes associés au service de transport de TCPL pour le tronçon de l'Ontario vers le Québec (i.e., Dawn-GMI).

Quant aux frais pour le service de transport ferme⁸, puisque le Distributeur pourra revendre la partie excédentaire⁹ de transport sur les marchés secondaires, les coûts associés sont nets des revenus de revente de ce service. Ainsi, les coûts associés au transport et à la distribution de gaz sont de l'ordre de 11 M\$.

⁴ Voir HQD-1, Document 2, page 4, article 15 et HQD-2, Document 1, page 7, lignes 8-11.

⁵ À la pièce HQD-1, Document 2, voir la section B (article 16) pour l'énergie, section C (articles 18 & 19) pour la vapeur et section F (article 30) pour la remise en service. Voir également la réponse no. 1 de la pièce HQD-3, Document 1, page 3.

⁶ HQD-1, Document 2, section D.

⁷ HQD-2, Document 2, page 6.

⁸ L'intervenante présume que s'agit ici d'un service longue-distance (*long haul*) pour transporter le gaz de l'Alberta vers le Québec.

⁹ La capacité excédentaire est la capacité totale contractée par TCE réduite de la portion associée au volume requis pour la production de vapeur (voir NS, volume 1, 13 novembre 2007, pages 287-288).

2.1.3 Coût associé à la puissance supplémentaire

Bien que le Distributeur ait à assumer les coûts associés à la prime de puissance de la centrale, il ne peut compter sur cette dernière pour son bilan en puissance. Il devra se procurer de la puissance additionnelle afin de rencontrer le critère en fiabilité en puissance pour les mois de janvier et de février. Le Distributeur estime ce coût à 2,5 \$/kW-mois pour un total de 2,5 M\$¹⁰.

2.1.4 Coûts associés aux risques résiduels

Le Distributeur identifie deux risques résiduels, soit l'évolution du tarif de distribution de Gaz Métro (coût à la hausse) et la variation de la production de vapeur (plus ou moins 240 000 \$ par 1 % de variation¹¹). Pour notre part, nous croyons qu'il faut également ajouter les risques liés aux revenus de revente de transport qui pourraient traduire des revenus moindres ou supérieurs à ceux estimés par TCE¹² mais aussi le coût de la puissance supplémentaire qui pourrait être moindre¹³.

Afin d'avoir un ordre de grandeur de ces coûts, nous avons évalué, selon certaines hypothèses relativement simples présentées l'Annexe 1, les risques résiduels. Nous retenons un coût pour les risques résiduels de plus ou moins 2 M\$¹⁴.

2.1.5 Coût de l'option de suspension

Ainsi, selon les données du Distributeur, le coût de l'option de suspension serait de 54,2 M\$ et est composé des rubriques suivantes :

- Compensation pour les pertes de TCE : 40,8 M\$
- Coûts de transport et de distribution de gaz: 10,9 M\$
- Coût pour la puissance supplémentaire : 2,5 M\$

En considérant le coût des risques résiduels, l'option de suspension pourrait s'établir à l'intérieur d'une fourchette de 52 M\$ à 56 M\$.

2.2 Coûts relatifs aux approvisionnements selon les options

L'option de revente implique que le Distributeur prend livraison de l'électricité produite à la centrale de TCE pour ensuite l'écouler sur les marchés. En procédant ainsi, HQD aurait à écouler 4,3 TWh en plus du 1,3 TWh déjà prévu. Il devra également se procurer 10 GWh au cours de l'année afin d'équilibrer son bilan énergétique¹⁵.

¹⁰ HQD-2, Document 1, page 8 (section 2.1.3).

¹¹ HQD-2, Document 2, page 10, lignes 15-19.

¹² HQD-3, Document 1, page 4, réponse 2.1.

¹³ HQD-3, Document 3.4 (Réponse à l'engagement no. 4).

¹⁴ Voir Annexe 1 : Évaluation des coûts associés aux risques résiduels.

¹⁵ HQD-3, Document 1, page 12, Réponse 8.

En revanche, avec l'entente de suspension, le bilan énergétique du Distributeur indique qu'il devra prévoir l'achat de près de 560 GWh pour les quatre mois d'hiver 2008 et écouler 1,8 TWh sur les marchés tout au long de l'année¹⁶.

À la pièce HQD-2, Document 1 (page 16), le Distributeur indique qu'il « subirait une perte de l'ordre de 56 M\$ s'il prenait possession des livraisons d'énergie provenant de la centrale de TCE et qu'il revendait cette énergie sur les marchés de court terme. » Le Distributeur ajoute que « [cette] évaluation prend en considération les achats additionnels d'énergie en raison de l'absence de la production d'électricité de la centrale de TCE, spécifiquement pendant les mois d'hiver. »

Le Distributeur précise, en complément à sa preuve en chef sur le sujet¹⁷, que le montant de 240 M\$ indiqué au tableau 2 (de la pièce HQD-2, Document 1, page 16) « établit l'écart net des activités d'achat et de revente d'énergie entre les deux scénarios. » Ce montant se compose d'une part, du différentiel relatif aux achats d'énergie de l'ordre de 39 M\$ et, d'autre part, d'un montant de 201 M\$ qui représente l'écart des revenus de revente entre les deux options.

2.2.1 Prix des achats

En ce qui a trait aux achats d'énergie, le Distributeur indique seulement que ses achats pour l'option de suspension sont effectués à un prix plus élevé que pour l'option de revente et qu'il s'agit d'un prix de marché de référence (Zone M du NYISO). Il ne précise pas le prix de référence auquel il fait référence, ce qui rend difficile l'exercice de validation des coûts.

Selon nos calculs, le prix de marché de référence devrait, pour corroborer les chiffres du Distributeur, s'établir dans une fourchette de 66 \$/MWh et 67 \$/MWh. Nous retenons un prix de référence de 66,5 \$/MWh pour les achats.

2.2.2 Prix des reventes

En ce qui a trait aux prix de l'énergie revendue selon les options, encore une fois le Distributeur n'identifie pas les prix utilisés. Nous retenons l'hypothèse que le prix de l'énergie revendue pour l'option de revente est celui présenté à l'Annexe 4 (HQD-2, Document 2, page 13) de 55,91 \$/MWh et qu'il est de 60,91 \$/MWh pour l'énergie revendue selon l'option de suspension. Ce qui suit la même logique de différentiel de prix pour les achats d'énergie selon les options.

¹⁶ HQD-3, Document 1, page 13, Réponse 8.

¹⁷ HQD-3, Document 3.5 (Réponse à l'engagement no. 5).

2.2.3 Coût net des approvisionnements pour chacune des options

En retenant les prix identifiés plus haut et en utilisant les quantités d'énergie relatives à chacune des options, il est possible de déterminer le coût net des approvisionnements de chacune des options tout en reproduisant les montants présentés par le Distributeur.

Tableau 1 : Coûts relatifs aux approvisionnements selon les options

	Revente			Suspension		
	Coûts	Qté.	Prix	Coûts	Qté.	Prix
	M\$	GWh	\$/MWh	M\$	GWh	\$/MWh
Approvisionnement - Énergie ⁽¹⁾	296.6	4,310.0		39.8	556.0	
Achat TCE ⁽²⁾	295.9	4,300.0	68.8	-	-	-
Achat additionnels requis	0.7	10.0	66.5	39.8	556.0	71.5
Écart de coûts entre les deux options pour les achats additionnels	39.09					
Surplus - Revente ⁽¹⁾	-311.5	-5,571.0		-110.7	-1,817.0	
Revente TCE ⁽²⁾	-240.4	-4,300.0	55.9	-	-	-
Revente surplus additionnels	-71.1	-1,271.0	55.9	-110.7	-1,817.0	60.9
Écart de coûts entre les deux options pour la revente de surplus	200.80					
Coût net des approvisionnements	-14.9			-70.9		
Écart pour le coût net des approvisionnements	56.0					

(1) Quantité: HQD-3, Document 1, pages 12-13, réponse 8 (Tableaux).

(2) Prix : HQD-2, Document 2, page 13 (Annexe 4).

Selon les données disponibles et les hypothèses retenues, l'option de revente générerait un gain de l'ordre de 15 M\$ alors que l'option de la suspension générerait un gain de l'ordre de 71 M\$. Ce constat est raisonnable, en présumant que les hypothèses du Distributeur quant aux prix de l'énergie le sont. Nous abordons la question des prix de l'énergie à la section 2.4.1 (Risques de marché) plus bas.

2.3 Coût de transport de l'électricité

Pour des raisons précisées lors de la séance de travail du 13 novembre¹⁸, le Distributeur n'a pas retenu, dans le cadre de son analyse comparative, les coûts de transport d'électricité. Afin de bien évaluer les coûts des deux options, nous avons procédé à l'estimation des coûts de transport d'électricité associés à l'une ou l'autre des options.

¹⁸ NS, volume 1, 13 novembre 2007, pages 194-196.

Selon les données disponibles et les hypothèses retenues, l'option de revente générerait des coûts nets de transport de plus de 1,5 M\$ à 3 M\$ que l'option de suspension.

Tableau 2 : Coûts de transport de chacune des options

Coûts de transport ⁽¹⁾	Coûts (M\$)	Coûts nets (Cpte d'écarts à 90 %)	Coûts nets (Cpte d'écarts à 95 %)
Option de revente (5,571 GWh)	44,6	4,5	2,2
Option de suspension (1,817 GWh)	14,5	1,5	0,7
Écart	s.o.	3,0	1,5

(1) En retenant un coût de 8 \$/MWh (R-3644-2007, HQD-15, doc. 1, p. 40, R. 16.2).

2.4 Autres considérations

Outre les questions relatives aux coûts pour la clientèle du Distributeur, il y a d'autres considérations dont nous devons tenir compte afin d'avoir un portrait global des options considérées.

2.4.1 Risques de marché

À la section 3.5 de la pièce HQD-2, Document 2, le Distributeur émet certaines considérations quant aux conditions du marché qui pourraient avoir un impact sur les prix retenus dans son analyse comparative. La nature des discussions tenues lors de la séance de travail auront également mis en lumière les difficultés que certains intervenants ont eu égard aux prix des composantes retenues par le Distributeur (e.g., « basis », frais de courtage, ajustement) pour établir son prix de référence.

L'intervenante, compte tenu des ressources dont elle dispose dans le présent dossier, n'est pas en mesure d'apprécier suffisamment les hypothèses retenues par le Distributeur ni d'ailleurs celles avancées par d'autres intervenants pour pouvoir commenter la justesse et le caractère raisonnable des prix présentés. Elle s'en remet donc à la Régie à cet égard.

2.4.2 Gestion des approvisionnements

Dans sa requête (paragraphe 8, page 2), le Distributeur résume succinctement les avantages de l'option de suspension quant à la gestion des approvisionnements. Il reprend ces avantages plus avant dans les dernières sections de la pièce HQD-2, Document 1 (pages 18-19). L'intervenante considère que les avantages de l'option de suspension en ce qui a trait à la gestion des approvisionnements ne sont pas négligeables et soumet qu'il y a lieu de leur accorder une attention particulière. Ces avantages militent en faveur de l'option de suspension.

2.4.3 Impacts pour la clientèle de Gaz Métro

Lors de la séance de travail, la question de l'impact de la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour sur la clientèle de Gaz Métro a été abordée¹⁹. Cette question est abordée dans la preuve du Distributeur à la pièce HQD-2, Document 2 (pages 7-8).

Essentiellement, la réduction de consommation de la centrale pourrait générer une hausse de l'ordre de 1,2 % du tarif de distribution de Gaz Métro. Cette hausse sera assumée par les clients de Gaz Métro dont, notamment, les clients résidentiels.

Cette hausse appréhendée du tarif de distribution de gaz n'est certainement pas la bienvenue étant donné la hausse de plus de 4 % que les clients de Gaz Métro ont subie pour l'année tarifaire 2007-2008²⁰.

Selon notre compréhension, cet impact est temporaire et ne durerait que pour un ou deux ans, selon la durée de la suspension, pour revenir à la normal par la suite.

En contrepartie, on pourrait tenter d'évaluer l'impact sur les prix du gaz du volume libéré par la suspension qui pourrait faire reculer le prix du gaz au bénéfice de la clientèle du distributeur gazier. Mais l'intervenante ne dispose d'aucune donnée qui lui permettrait d'évaluer la baisse de prix hypothétique associée à cet élément.

L'impact (négatif) de la suspension du contrat avec TCE sur la clientèle de Gaz Métro milite en défaveur de l'option de suspension.

2.4.4 Gaz à effet de serre

Finalement, une autre considération importante pour l'intervenante est celle reliée à la réduction des gaz à effet de serre (GES) qu'entraînerait la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. Option consommateurs est d'avis que, bien qu'on ne peut, pour le moment, associer une valeur monétaire à la réduction des GES au bénéfice des consommateurs du Distributeur, il n'en demeure pas moins que cette baisse des GES contribuera à améliorer le bilan du Québec à cet égard. Pour OC, il s'agit d'une considération environnementale importante qui milite en faveur de l'option de suspension.

¹⁹ Voir, entre autres, NS, volume 1, 13 novembre 2007, pages 264-265.

²⁰ Décision D-2007-123, dossier R-3630-2007, 2 novembre 2007, pages 7 et 8.

3. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La Régie devra évaluer si l'écart financier entre les deux options est significatif pour le Distributeur et ses consommateurs et ce, en tenant compte des risques encourus.

Selon la preuve au dossier et les données dont dispose l'intervenante à ce jour, l'analyse économique (sections 2.1, 2.2 et 2.3) démontre que les deux options sont relativement équivalentes et que l'espérance de rente économique associée à chacune de ces options est semblable. L'option de revente pourrait générer un gain de l'ordre de 15 M\$, mais une plus grande incertitude en résulte, notamment compte tenu de la volatilité des prix du marché. Quant à l'option de la suspension, elle pourrait générer un gain de l'ordre de 71 M\$ et des coûts de l'ordre de 54 M\$, lesquels sont toutefois plus prévisibles.

Chacune des deux options comporte ses propres risques, principalement en cas de scénarios de besoins plus faibles, mais aussi qui pourraient être supérieurs à la prévision actuelle. L'intervenante est d'avis que les risques associés à l'option de suspension sont acceptables, dans le cadre actuel du présent dossier.

De plus, si l'on retient les considérations présentées à la section 2.4, l'option de suspension apparaît préférable à l'option de revente.

L'intervenante recommande donc à la Régie de l'énergie d'accueillir la demande du Distributeur et d'approuver le 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.

ANNEXE 1 : ÉVALUATION DES COÛTS ASSOCIÉS AUX RISQUES RÉSIDUELS

Risques résiduels	Coûts à la hausse	Coûts à la baisse
	(000 \$)	
Coût de la vapeur ⁽¹⁾	1,200	1,200
Revenus de revente de Transport ⁽²⁾	650	650
Coût de la puissance supplémentaire ⁽³⁾	0	500
Total	1,850	2,350
Coûts retenus	2,000	

- (1) HQD-2, Document 2, page 10. Variation de 5 % de la production de vapeur (à 240 000 \$ par 1 %).
- (2) En considérant une variation de 10 % du montant résiduel des coûts de transport (10,9 M\$ réduit de l'OMQ de 4,4 M\$). Ne tient pas compte d'une variation attribuable aux coûts de la vapeur.
- (3) HQD-3, Document 3.4 (Réponse à l'engagement no. 4). En retenant un prix de 2 \$/kW-mois.