

**RÉPONSES DU GRAME
AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE ET D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

**PIÈCE GRAME-6, DOCUMENT 1
DOSSIER R-3519-2003 PREUVE SUR LES COÛTS ÉVITÉS**

RÉPONSES DU GRAME À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

1. Référence : Pièce GRAME-5, document 1, pages 10 et 11

Préambule :

S'inspirant d'une décision de la *British Columbia Utilities commission* (BCUC), le GRAME suggère d'ajouter aux coûts évités un montant de 10 \$/tonne de CO² équivalent, soit 0,36 ¢/kWh, afin de prendre en considération le coût des gaz à effet de serre (GES) engendrés par l'approvisionnement à partir d'une centrale de gaz naturel à cycle combiné.

Le GRAME relate également certaines affirmations du Distributeur à l'effet, notamment, que tout approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale proviendrait de source thermique pour une proportion d'au moins 50 %.

Demande :

1.1 Veuillez justifier le fait que le GRAME recommande l'ajout de la totalité du montant suggéré par la BCUC, compte tenu que l'approvisionnement du Distributeur pourrait ne provenir de source thermique qu'à 50 %.

Réponse :

Les résultats du premier appel d'offres (avec environ 50 % d'hydroélectricité et 50 % de thermique) peuvent donner un indice du coût de production, à la marge, mais ne peuvent constituer un précédent garant de l'avenir en ce qui a trait aux sources de production.

Sur le plan environnemental, il est clair que si on avait eu besoin d'un kWh de moins, à la marge, il aurait été préférable de renoncer à un kWh provenant de source thermique.

De plus, il faut relativiser le fait que l'ajout d'une production de 600 MW d'hydroélectricité au Québec se fait dans un contexte nord-américain où des milliers de MW de capacité additionnelle de production d'électricité de source thermique (au gaz naturel) sont en voie d'être installés au sud de la frontière.

Il serait prématuré et largement optimiste de supposer que les énergies renouvelables, incluant l'hydroélectricité, vont spontanément et systématiquement occuper la moitié de la production additionnelle d'électricité.

Dans plusieurs États américains, les autorités réglementaires ont dû imposer des quotas réglementaires (appelés *Renewable Portfolio Standards*), dans certains cas afin de s'assurer que 5 à 10 % des besoins additionnels en électricité soient comblés avec des filières renouvelables.

Au Québec, même s'il reste un potentiel hydroélectrique intéressant et significatif à développer, nous sommes loin de l'ajout de production qu'a permis la première Baie James.

Bien que cet ajout peut contribuer à maintenir, voir améliorer éventuellement, le bilan environnemental québécois, il mérite d'être mis en perspective : en quelques années, on prévoit qu'il se sera construit pour l'équivalent de quelques 100 000 MW de puissance additionnelle avec des centrales thermiques au gaz naturel, et ce uniquement pour le nord-est américain.

Sans compter les pressions de plus en plus fortes pour fermer des centrales thermiques au charbon, lesquelles émettent au moins 40 % plus de GES que des centrales au gaz naturel.

Ainsi, pour chaque kWh de production provenant d'une source renouvelable qui serait vendu à Hydro-Québec Distribution pour répondre aux besoins des Québécois, il aurait été possible d'exporter ce même kWh hors Québec, ce qui aurait permis d'obtenir un gain environnemental égal ou supérieur aux émissions évitées d'une turbine à gaz à cycle combinée type.

Il est indéniable, dans l'état actuel du marché nord-américain, que l'exportation d'un kWh d'énergie renouvelable permet d'éviter de la production thermique et non de la production additionnelle de source renouvelable. Cela veut dire qu'une mesure d'efficacité énergétique qui n'est pas implantée parce que son coût est considérée plus grand que le coût évité du Distributeur implique aussi, comme coût environnemental d'opportunité, que l'on renonce à une réduction d'un kWh des émissions d'une centrale gaz naturel, voire au charbon.

Il est pertinent de mentionner que la *British Columbia Utilities Commission* (BCUC) a décidé d'appliquer le coût environnemental en considérant comme référence les émissions d'une turbine à gaz.

1. Référence : Preuve du GRAME, GRAME-5, doc. 1, page 13, paragraphe 7.

Préambule : « ... le GRAME considère que les coûts évités, incluant l'ajout de 0,3 cent par kWh pour les émissions de GES, devraient être majorés de 20 % afin d'évaluer les mesures d'efficacité énergétique potentiellement intéressantes. »

1.1 Veuillez justifier la majoration de 20 % des coûts évités.

Réponse :

L'ajout d'une valeur de 0,36 cents par kWh s'appuie sur une base rigoureuse ainsi que sur un précédent réglementaire canadien. Il s'agit d'une correction nécessaire.

Le GRAME considère toutefois que le concept même de coûts évités est inapproprié face à des objectifs environnementaux ambitieux.

Selon nous, la Régie devrait établir un niveau socialement acceptable d'investissement. Plusieurs états américains ont accepté des investissements en efficacité énergétique correspondant à 2 ou 3 % de la base tarifaire. Aux Pays-Bas, la part de « L'impôt régulateur sur l'énergie » qui est spécialement alloué au financement des mesures d'efficacité énergétique équivaut à une hausse des tarifs d'environ 4 %¹.

À cet égard, les investissements prévus dans le PGEÉ de HQD représenteront moins de 0,4 % de la base tarifaire du Distributeur. Cela implique que la société serait prête à payer un peu plus pour une mesure qui permet d'éviter la production d'un kWh d'électricité, ou pour que celui-ci soit produit d'une source peu ou non polluante. À défaut d'avoir cette méthodologie, une bonification additionnelle des coûts évités – même si elle devait être arbitraire – compenserait, au moins en partie, pour les lacunes liées à l'utilisation des coûts évités tel que proposé.

Finalement, le GRAME considère que le Distributeur sous-estime la hausse appréhendée du prix du gaz naturel, laquelle se répercutera dans le prix payé par les consommateurs. Cette sous-estimation induit actuellement une sous-évaluation des coûts évités du Distributeur.

¹ International Energy Agency (2003) « Energy Efficiency Update : Netherlands », janvier 2003, pp. 3-4. Voir pièce GRAME-UDD-2, doc. 2, ann. 3.1 de la cause R-3473-2002.

Dans sa récente décision sur le projet de centrale thermique au gaz naturel VGIP, la BCUC souligne clairement que les prix du gaz naturel seraient plus élevés que prévu par la *Vancouver Island Energy Corporation* (subsidaire de BC Hydro) :

« *Concerns that supplies of natural gas in North America are being depleted and will need to be supplemented by supplies from remote areas, offshore and non-conventional resources, support the view that gas prices are likely to continue at recent broadly higher price levels.* » (Décision de la BCUC, 2003, page 38)

« *The Commission Panel concludes that gas prices in the future are likely to be higher than VIEC's reference price forecast.* » (Décision de la BCUC, 2003, page 39).

Protéger l'environnement tout comme les consommateurs implique donc d'octroyer une valeur plus élevée aux coûts évités que ce que propose le Distributeur. Le correctif de 20 % proposé demeure toutefois approximatif.

2. Référence : Preuve du GRAME, GRAME-5, doc. 1, page 10, paragraphe 3.

Préambule : « ... The Commission Panel determine that a GHG emission offset cost of \$3.60/MWh in real 202 dollars should be used in the analysis of VIGP. »

2.1 Quel est le coût évité utilisé par BC Hydro pour évaluer ses programmes d'efficacité énergétique? Veuillez produire toutes informations pertinentes.

Réponse :

Les coûts évités pour le VGIP ne sont pas disponibles dans la décision de la BCUC. Par contre, la réponse à la question suivante présente les différents critères utilisés par BC Hydro dans la planification de ses choix d'approvisionnement.

QUESTION 2.2 « Est-ce que le coût évité utilisé par BC Hydro tient compte d'une prime sur les coûts environnementaux? Si oui, quelle est-elle? »

Réponse :

Il faut rappeler que c'est la *British Columbia Utilities Commission* (BCUC) qui a imposé à BC Hydro de prendre en compte les coûts environnementaux des émissions de GES pour une valeur minimale de \$3.60 par kWh (10\$ de 2002 par tonne de GES).

Mais BC Hydro appliquait déjà une grille visant à tenir compte des considérations économiques, sociales et environnementales de ses futures sources d'approvisionnement.

Dans son « *Integrated Electricity Plan* » de janvier 2000, BC hydro décrit ainsi ses objectifs de planification :

« To provide the best electricity solutions for current and future generations of British Columbians in an environmentally and socially responsible manner.

- *Minimize the cost of electricity services to customers.*
- *Provide reliable supply that meets customer needs and expectations.*
- *Minimize adverse and promote positive environmental impacts.*
- *Provide positive socio-economic benefits in B.C.*
- *Promote implementation of appropriate new and existing technologies. »*

BC hydro utilise neuf critères afin de caractériser les ressources disponibles :²

Critère 1 : Impact financier : coûts corporatifs (coûts de production incluant les coûts de transport);

Critère 2 : Impact financier : coûts (bénéfice) nets pour le gouvernement provincial;

Critères 3, 4 et 5 : Considérations environnementales ; émissions atmosphériques ayant un impact local en terme de qualité de l'air (les indicateurs retenus étant les émissions d'oxydes d'azote (NOx), de dioxyde de soufre (SO₂) et de particules).

Critère 6 : Considérations environnementales : émissions de gaz à effet de serre.

Critère 7 : Considérations sociales, implication des communautés et utilisation du territoire.

Critères 8 et 9 : Impacts sur le développement économique et sur l'emploi.

Le tableau suivant présente les liens et les arbitrages entre les indicateurs et les objectifs de planification :

Tableau 1

Liens et arbitrage entre les indicateurs et les objectifs de planification de BC hydro

² BC hydro (2000) « *Integrated Electricity Plan, An Update to the 1995 IEP* », pp. 17-19.

<i>Objectifs</i>	<i>Critères financiers</i>		<i>Critères environnementaux</i>			<i>Implication sociale et communautaire</i>	<i>Critères économiques</i>	
	BCH corporate cost	Provincial cost	NOx emissions	Particulate emissions	GHG emissions	Land used	Construction jobs	Permanent jobs
<i>Minimize the cost of electricity services to customers</i>	X				X			
<i>Provide reliable supply that meets customer needs and expectations</i>	X							
<i>Minimize adverse and promote positive environmental impacts</i>			X	X	X	X		
<i>Provide positive socio-economic benefits</i>		X					X	X
<i>Promote implementation of appropriate new and existing technologies</i>	X		X	X	X		X	X

Source : BC Hydro, 2000.

3. Référence : Preuve du GRAME, GRAME-5, doc. 1, page 14, paragraphe 7.

Préambule : « ... les coûts évités devraient tenir compte des bénéfices sociaux à long terme... »

3.1 Veuillez définir les bénéfices sociaux cités en références.

Réponse :

Premièrement, la valeur de 10\$ la tonne représente une valeur minimale fort prudente pour les émissions de GES.

Le tableau suivant présente quelques externalités découlant de la pollution atmosphérique provenant de diverses filières de production d'électricité.

Tableau 2

Taux d'émissions retenus pour l'évaluation des externalités des filières de production d'électricité

Option de production d'électricité	Émissions de GES pour le cycle de vie, valeur retenue (tonnes équivalent CO ₂ /TWh)	Émissions de SO ₂ pour le cycle de vie, valeur retenue (tonnes SO ₂ /TWh)	Émissions de NO _x pour le cycle de vie, valeur retenue (tonnes NO _x /TWh)	Émissions de COV pour le cycle de vie, valeur retenue (tonnes/TWh)	Émissions de CO pour le cycle de vie, valeur retenue (tonnes CO/TWh)	Émissions de particules pour le cycle de vie, valeur retenue (tonnes/TWh)	Émissions de Hg pour le cycle de vie, valeur retenue (kg Hg/TWh)
Options capables de répondre à la base et la pointe							
Hydroélectricité avec réservoir	31 000 (1)	11 (1)	3 (3)	0 (3)	0 (3)	5 (3)	0,07 (3) (methylmercure dans les réservoirs)
Diesel	555 000 (3)	1 550 (3)	613 (3)	1 570 (3)	54 (10)	122 (3)	0,3 (10)
Options de base avec flexibilité limitée							
Hydroélectricité au fil-de-l'eau	1000 (1 et 11)	1 (3)	1 (3)	0 (9)	0 (9)	1 (3)	0 (9)
Charbon (centrale moderne)	1 040 000 (1)	9 068 (1)	700 (3 et 4)	18 (3)	491 (5)	185 (11)	103 (7)
Huile lourde (rendement 35-37%)	896 000 (1)	9 990 (1)	1400 (4)	130 (5)	100 (4)	100 (4)	13 (7)
TAGCC (rendement 58%)	419 600 (1)	9 (6)	280 (3)	72 (3 et 11)	54 (8)	20 (6)	0,3 (3)
Biomasse (déchets forestiers)	15 000 (3)	12 (3)	701 (3)	0 (9)	0 (9)	217 (3 et 11)	0 (9)
Options avec production intermittente ayant besoins de sources d'appoint							
Éolienne	7 000 (3)	21 (3)	14 (3)	0 (9)	0 (9)	5 (3)	0 (9)
Solaire photovoltaïque	13 000 (3)	24 (3)	16 (3)	70 (3)	0 (9)	12 (3)	0 (9)

(1) Adapté de Bélanger, Chamberland et Gagnon, 1996. (Pour la TAGCC, les résultats sont adaptés pour un taux de rendement de 58 %).

(GRAME-UDD, 2002)

(2) Adapté de Ressources naturelles Canada, 1998. (3) IEA, 2000. (4) Fritsche, 1992.

(5) Eyre N.J., 1990. (6) Hydro-Québec, Centrale à cycle combiné du Suroît, fiche technique, 2001. (Note : émissions à la combustion seulement)

(7) Lui et al. Canadian Electricity Ass., 1994, cite in IEA, 2000, pp-78. (8) Monenco Inc., 1992.

(9) La valeur zéro est octroyée lorsque la littérature scientifique consultée n'a pas permis de constater des niveaux d'émissions mesurés et que cela ne semblait pas incompatible avec la filière.

(10) En l'absence de données spécifiques, il a été estimé que ces émissions seraient au moins équivalentes à celles de la TAGCC.

(11) SECD, 1994 cité in IEA, 2000 (GRAME-UDD-3, doc. 3.1., pp. 76, 76).

Compilation tirée de la pièce GRAME-UDD-3, doc. 1, p. 54 de 69, de la cause R-3470-2001.

Par contre, ces externalités doivent être relativisées en fonction de la valeur attribuée aux émissions respectives des divers polluants, ainsi que la valeur des autres impacts environnementaux. Le tableau 3, ci-après, donne un estimé de ces valeurs pour cinq externalités particulièrement importantes.

Tableau 3
Évaluation de la valeur monétaire de cinq externalités liées à la pollution atmosphérique

	Valeur monétaire minimum recommandées (\$/tonnes)	Valeur monétaire probable (\$/tonnes)	Valeurs proposées dans la littérature (\$/tonnes d'équivalent CO ₂)	Méthodologie et/ou références (pour une liste pour exhaustive, voir la pièce GRAME-UDD-3, doc. 3.3)
Gaz à effet de serre (CO₂ équivalent)	10 \$	36 \$	10\$ à 58 \$ Cdn 2001 (6 à 36 \$ US 2001) 8 à 209 \$ Cdn 2000 (5 à 125 \$ US 1995) 10\$ 42\$ Cdn 2000	Coûts de contrôle (hypothèses retenues par le fédéral, Env. Can. Comm. Pers., 2001) Valeur des dommages Bruce et al, 1996, cité in European Commission, 1998, ExternE Externalities of Energy, Methodology Annexes, p. 62. Valeur retenue par SCGM dans son Rapport annuel au 30 septembre 2001, R-3474, SCGM-13, doc. 2, p. 7 de 7. Selon la Banque mondiale (in Michaud, 1995).
Dioxyde de soufre (SO₂)	300 \$		Environ 160-180\$US 2002 681 \$ à 6 808 \$ Cdn 2000 113 \$ à 5 900 \$ Cdn 2000	Coûts de contrôle (valeur d'une allocation sur le marché en 2002) Coûts de contrôle avant l'implantation du système de droits d'émissions échangeables (Barakat et Chamberlin, 1994). Valeur de dommages (Barakat et Chamberlin, 1994).
NOx	3 000 \$		3 404 \$ à 12 480 \$ Cdn 2000 113 \$ à 1 475 \$ Cdn 2000	Coûts de contrôle (Barakat et Chamberlin, 1994). Valeur de dommages (Barakat et Chamberlin, 1994).
Particules	1 000 \$		1 134 \$ à 14 750 \$ Cdn 2000 113 \$ à 2 270 \$ Cdn 2000	Coûts de contrôle (Barakat et Chamberlin, 1994). Valeur de dommages (Barakat et Chamberlin, 1994).
Monoxyde de carbone (CO)	650 \$		648 \$ à 1 506 \$ Cdn 2000	Valeur de dommages

Tire de la pièce GRAME-UDD-3, doc. 1, p. 57 de 69, cause R-3470-2001 phase 2.

Le tableau 4 présente le résultat de simulations réalisées par le GRAME-UDD portant respectivement sur la monétisation de 5 et de 15 externalités environnementales liées à la production d'électricité :

Tableau 4
Expérience de monétisation des externalités environnementales
par le GRAME-UDD, hypothèses faibles (GES : 10\$/tonne)

	Option 1 Monétisation de 15 externalités (cents de 2000/kWh)	Option 2 MONÉTISATION DE CINQ EXTERNALITÉS (cents de 2000/kWh)
Éolien	-0,057	-0,013
Hydroélectricité avec réservoir	- 0,085	- 0,031
Biomasse	-0,242	- 0,247
Turbine à gaz à cycle combiné	-0,518	- 0,518
Charbon	-1,644	- 1,594

Tire de la pièce GRAME-UDD-3, doc. 3,4, p. 16 de 16, cause R-3470-2001 phase 2.

Ces résultats concordent avec ceux de l'étude Externe réalisée pour la Commission européenne, laquelle représente l'une des plus exhaustives à ce jour en matière de monétisation des externalités environnementales des filières de production d'électricité.

Dans le cadre de ce projet de recherche, Mayerhofer *et al.* affirment :

« In general, the global warming results are of the same order of magnitude as all other quantified damage costs together. »³

³ Mayerhofer, P., W. Krewitt et R. Friedrich (1997) ExternE Core Project, Extension of the Accounting Framework Final Report, Research funded in part by the European Commission.