

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE
RENSEIGNEMENTS DE GRAME-UDD
PHASE II**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 2 DE L'INTERVENANT GRAME-UDD À HYDRO-
QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011
d'Hydro-Québec

R-3470-2001, Phase 2

Prévision de la demande (HQD-2, doc. 1)

Dans sa décision D-2002-17 (pp. 16-17), la Régie « *considère que les coûts évités à l'horizon 2005-2006 doivent être basés sur le coût de l'électricité en dépassement prévu de l'énergie patrimoniale. En conséquence, la Régie demande à Hydro-Québec de réviser au cours de la phase 2 du dossier la méthodologie du calcul des coûts évités.* »

Q1-a) Hydro-Québec Distribution peut-elle nous présenter maintenant sa méthodologie révisée, conformément à la demande faite par la Régie? Dans le document HQD-2, doc. 1, Annexe 1A, page 2 de 10, « *les coûts marginaux de l'électricité sont faibles car ils sont basés, à court terme, sur un approvisionnement en électricité patrimoniale et sur l'utilisation optimale des réseaux de transport et de distribution existants.* »

Réponse :

Voir la réponse de la question 7.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

Q1-b) Considérant qu'un TWh qui aurait été économisé en 2001 aurait pu être exporté, quel aurait été le prix moyen obtenu sur le marché « spot » (en se référant aux ventes effectives de 2001) si la consommation québécoise avait été inférieure d'un TWh à ce qu'elle a été et si ce TWh avait été exporté ?

Réponse :

Cette question, relative aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production, dépasse le cadre de la présente cause.

Q1-c) Quelle a été la quantité d'électricité vendue et quel est le prix de vente moyen obtenu par Hydro-Québec en 2001 pour l'ensemble de ses exportations et pour ses exportations de court terme?

Réponse :

Cette question, relative aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production, dépasse le cadre de la présente cause.

Q1-d) Étant donné que le coût évité approprié est celui de la prochaine unité à construire, connaissez-vous le coût de cette unité et, sinon, pourquoi n'adoptez-vous pas le coût des TAGCC les plus efficaces?

Réponse :

Voir la réponse de la question 7.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

Q1-e) Quel est le coût d'approvisionnement de la centrale Sainte-Marguerite 3 ?

Réponse :

Cette question, relative aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production, dépasse le cadre de la présente cause.

Q1-f) Quels sont les coûts d'approvisionnement projetés de la centrale Toulousteuc et de celle du Suroît (coûts totaux et en cents par kWh)?

Réponse :

Cette question, relative aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production, dépasse le cadre de la présente cause.

Q1-g) Ne considérez-vous pas que le calcul des coûts évités pour 2007-2011 devrait être fondé sur le coût de fourniture de l'électricité produite afin de répondre à la demande dépassant l'énergie patrimoniale?

Réponse :

Voir la réponse de la question 7.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

Q1-h) Existe-il des projets de production d'électricité récents et importants (autres que les projets de dérivation qui n'impliquent qu'une hausse des facteurs d'utilisation d'installations existantes) impliquant des coûts de production égaux ou inférieurs aux coûts actuels de l'électricité patrimoniale?

Réponse :

Cette question, relative aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production, dépasse le cadre de la présente cause.

Q1-i) Considérant qu'il y a plusieurs dizaines de centrales de type TAGCC en construction au Canada et aux États-Unis, HQD pourrait-elle nous donner des exemples de fourchettes de prix constatés récemment pour ce type de projets?

Réponse :

Voir la cause R-3466-2001 à la pièce HQD-4, Document 3, réponse à la question 9.1.

En réponse à une question de GRAME-UDD, HQD affirme que « tous les scénarios relatifs aux besoins en énergie et puissance présentés intègrent l'impact sur la demande du scénario de réchauffement climatique retenu par Hydro-Québec » (HQD-4, document 5, p. 10 de 14). Ces impacts ont été présentés ainsi :

Tableau 1 : Impacts de l'introduction d'un scénario de réchauffement climatique sur la prévision des ventes régulières au Québec (en GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impact sur :											
Le chauffage	-93	-187	-285	-387	-485	-585	-686	-790	-890	-990	-1094
La climatisation	45	96	151	210	272	339	408	483	560	643	731
Total (GWh)	-47	-91	-134	-176	-213	-247	-278	-307	-330	-347	-363

Informations additionnelles suite à la rencontre technique des 14 et 15 novembre 2001, page 3 de 15.

Q2-a) Pouvez-vous nous décrire le scénario de réchauffement « *retenu par Hydro-Québec* », en précisant, pour chaque année, quelle est la hausse moyenne de température au-dessus de la moyenne des 30 dernières années qui est considérée, dans votre hypothèse, pour l'année et pour la période hivernale (décembre à février) ?

« ...uniquement pour ce qui est de sa clientèle résidentielle, la consommation a reculé en décembre de 16,9 % par rapport à décembre 2000, selon le porte-parole d'Hydro-Québec, Nicolas Carrette... »

Benoît, Jacques « Le temps doux fait baisser la consommation d'énergie » *La Presse*, Samedi le 2 février 2002, p. E-1.

Réponse :

Prévision sur le réchauffement climatique au Québec (en °C)													
	Moyenne 1971-2000	Température moyenne (prévision)										Hausse moy. annuelle	
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		2011
Janvier	-11,4	-11,35	-11,29	-11,24	-11,18	-11,13	-11,07	-11,02	-10,96	-10,91	-10,85	-10,80	0,06
Février	-9,5	-9,43	-9,36	-9,29	-9,22	-9,15	-9,08	-9,01	-8,94	-8,87	-8,80	-8,73	0,07
Mars	-3,3	-3,24	-3,17	-3,11	-3,04	-2,98	-2,91	-2,85	-2,78	-2,72	-2,65	-2,59	0,07
Avril	4,6	4,66	4,71	4,77	4,82	4,88	4,93	4,99	5,04	5,10	5,15	5,21	0,06
Mai	12,2	12,27	12,33	12,40	12,46	12,53	12,59	12,66	12,72	12,79	12,85	12,92	0,07
Juin	17,2	17,26	17,32	17,38	17,44	17,50	17,56	17,62	17,68	17,74	17,80	17,86	0,06
Juillet	20,0	20,09	20,18	20,27	20,36	20,45	20,54	20,63	20,72	20,81	20,90	20,99	0,09
Août	18,7	18,74	18,77	18,81	18,84	18,88	18,91	18,95	18,98	19,02	19,05	19,09	0,04
Septembre	13,5	13,55	13,59	13,64	13,68	13,73	13,77	13,82	13,86	13,91	13,95	14,00	0,05
Octobre	7,1	7,14	7,18	7,22	7,26	7,30	7,34	7,38	7,42	7,46	7,50	7,54	0,04
Novembre	0,5	0,53	0,55	0,58	0,60	0,63	0,65	0,68	0,70	0,73	0,75	0,78	0,03
Décembre	-7,4	-7,36	-7,31	-7,27	-7,22	-7,18	-7,13	-7,09	-7,04	-7,00	-6,95	-6,91	0,05
Année	5,2	5,25	5,30	5,35	5,40	5,45	5,50	5,55	5,60	5,65	5,70	5,75	0,05

Pour plus de détails sur le scénario de réchauffement retenu par Hydro-Québec, voir la pièce HQD-4, Document 2, pages 25 et 26, réponse à la question 28 de ACÉE-SÉ-GS.

Q2-b) Quel fut l'impact sur la puissance requise et sur l'énergie demandée des températures exceptionnellement douces que nous avons eues pour les mois de novembre-décembre 2001 et janvier 2002 ? Quel fut l'écart en termes de degrés-jour de chauffe avec la normale considérée par Hydro-Québec ? Comment cet écart se situe-t-il relativement à la moyenne des 30 dernières années ? Si la même situation venait à se répéter durant la période 2002-2011, à quelle hypothèse d'Hydro-Québec correspondrait-elle (approximativement), en termes de puissance requise, d'énergie demandée ainsi qu'en termes « d'écart-type » relativement au scénario de référence ?

L'impact des aléas climatiques sur les besoins en énergie (en TWh) est présenté au tableau 1.3 (HQD-2, doc. 3, p. 8 de 37) :

Réponse :

**Impact des conditions climatiques
des mois de novembre - décembre 2001 et janvier 2002
sur les besoins en puissance et en énergie**

	Impact sur les besoins*		Degrés-jours de chauffe à Montréal		
	Puissance	Énergie	Normale (1971-2000)	Réel	Écart p/r la normale
	(MW)	(TWh)			
Novembre 2001	-100	-0,7	402	314	-89
Décembre 2001	-3 200	-1,4	660	479	-182
Janvier 2002	-2 400	-1,3	782	603	-180
Total	n/a	-3,4	1 844	1 395	-450

*: Estimation préliminaire pour la puissance de novembre à janvier et l'énergie de janvier.

Quant à l'impact en termes de besoins en puissance, de besoins en énergie et «d'écart type» relativement au scénario de référence qu'aurait la répétition de cette même situation climatique durant la période 2002-2011, Hydro-Québec Distribution ne l'a pas évalué.

Q2-c) Le scénario moyen avec l'aléa climatique négatif d'un écart-type correspond à quelles hausses moyennes de température au-dessus de l'hypothèse retenue dans le cadre du scénario moyen avec conditions climatiques normales?

Réponse :

La hausse moyenne de température, au-dessus de l'hypothèse retenue dans le cadre du scénario moyen avec conditions climatiques normales, correspondant à un aléa climatique négatif d'un écart type n'est pas explicitement chiffrée.

Q3-a) HQD peut-elle compléter sa réponse à la question (Q 2.1 b) du GRAME-UDD posée dans la phase 1 (réponse partielle donnée dans HQD-4, doc. 5 p. 3 de 14), en nous indiquant les hypothèses de prix anticipés pour le mazout léger dans ses prévisions de la demande (pour la période 2002-2011) ?

Réponse :

En complément de la réponse donnée à la pièce HQD-4, Document 5, page 3 de 14, voici les hypothèses de prix anticipés pour le mazout léger dans ses prévisions de la demande pour la période 2002-2011 :

		<i>Révision d'août 2001</i>									
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
mazout #2 rack spot	CAN¢/l	29,16	28,07	28,59	28,80	29,39	30,39	31,37	32,34	33,30	33,37
			-3,8%	1,9%	0,7%	2,1%	3,4%	3,2%	3,1%	2,9%	0,2%

Q3-b) HQD peut-elle compléter sa réponse en donnant les prix anticipés des filières concurrentes (électricité, gaz et mazout) en termes de tarifs pour différents marchés et en terme de coûts relatifs pour chauffer une résidence, et pour chauffer un commerce ou une industrie (en posant le coût de l'électricité = 100) ?

Réponse :

Dans le cadre du dossier R-3471-2001, Hydro-Québec a déjà déposé une position concurrentielle pour quatre cas types des marchés commercial et institutionnel pour les années 2001 à 2004 (voir les réponses à la question 9.2 de la Régie présentée à la pièce HQD-3, Document 1 et à la question 39 de SÉ présentée à la pièce HQD-3, Document 5).

À titre complémentaire s'ajoute la position concurrentielle pour une résidence unifamiliale pour la même période.

	Position concurrentielle – Résidence unifamiliale (158 m ²)			
	Indice (Électricité = 100)			
	2001	2002	2003	2004
Électricité	100	100	100	100
Gaz	140	148	150	149
Mazout	115	106	111	112
Bi-énergie	88	87	88	88

Hypothèses :

- 1) Frais d'énergie et d'entretien (excluant le coût des systèmes).
- 2) Électricité : tarifs en vigueur depuis le 1^{er} mai 1998 (gel tarifaire jusqu'au 30 avril 2004).

- 3) Fourniture de gaz et mazout :
 - 2001 : prix au 1^{er} octobre 2001
 - 2002-04 : prévision juillet 2001.
- 4) Tarifs de transport, distribution et équilibrage de Gaz Métropolitain :
 - 2001 : tarifs au 1^{er} octobre 2001
 - 2002-04 : indexation à l'inflation.
- 5) Frais incluant TPS et TVQ.

L'imposition d'un système de quotas et d'échanges de crédits de réduction des émissions de gaz à effet de serre (*Cap and Trade*) ou d'autres incitatifs similaires pourrait inciter des consommateurs de gaz naturel ou de mazout à se convertir à l'électricité, si celle-ci demeure produite par des sources à faibles taux d'émissions (majoritairement de l'hydroélectricité par exemple).

Q4-a) HQD pourrait-elle fournir une fourchette approximative des ventes additionnelles d'électricité qui pourraient résulter à l'horizon 2011 d'une hausse permanente du prix du mazout (et non pas seulement de fluctuations) et du prix du gaz naturel, en supposant respectivement l'équivalent d'une taxe de 10 \$ puis de 20 \$ la tonne d'équivalent CO₂ ?

Réponse :

L'application d'une taxe de 20 \$ la tonne de CO₂ se traduirait par une augmentation du prix du mazout léger d'environ 6 ¢/litre et du prix du gaz naturel de 4 ¢/m³. Pour l'estimation de l'effet d'une telle taxe sur les ventes d'électricité, Hydro-Québec Distribution a supposé que cette taxe s'appliquait dès 2002 et sur tout l'horizon de la prévision. Par ailleurs, il a été supposé que cette taxe n'avait aucun effet sur le prix de l'électricité.

Dans ce contexte, les ventes d'électricité supplémentaires découlant d'une taxe de 20 \$ par tonne de CO₂ seraient entre 450 et 530 GWh en 2011.

Si la taxe était de 10\$ par tonne de CO₂, cela donnerait entre 240 et 290 GWh de ventes d'électricité supplémentaires en 2011.

Le gouvernement du Québec a annoncé récemment qu'il voulait encourager le développement de l'industrie de l'aluminium : « *Les 500 mégawatts promis par le gouvernement aux alumineries pourraient donc être doublés ou triplés, auquel cas Hydro-Québec devra refaire ses prévisions de croissance* »

Paquet, Stéphane, « Alumineries : Québec est ouvert à plus d'un projet » *La Presse*, mercredi le 6 février 2002, p. D-2.

Q4-b) Comment Hydro-Québec intègre-t-elle ces options dans son plan d'approvisionnement ?

Réponse :

Voir la réponse aux questions 5.2 à 5.5 d'ARC-FACEF (pièce HQD-6, Document 4).

Les critères de sélection des offres (HQD-2, document 4) :

Q5-a) Existe-il des expériences de distributeurs, américains ou d'ailleurs, qui ont évalué numériquement les facteurs environnementaux dans leur processus d'approvisionnement?

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe aucun organisme de réglementation ou distributeur d'électricité appliquant actuellement un ensemble de critères environnementaux dans le cadre d'un appel d'offres pour des approvisionnements long terme d'électricité. Par ailleurs, plusieurs États américains ont mis en place des «renewables portfolio standards» et des «system benefit charges». Veuillez vous référer également à la réponse à la question 32.1 de la Régie (pièce HQD-6, Document 1).

Q5-b) Existe-il des organismes de réglementation de l'énergie, américains ou d'ailleurs, ayant obligé des distributeurs à inclure dans leurs plans d'approvisionnement les coûts des externalités environnementales, soit par monétisation de celles-ci, soit par l'intégration de critères environnementaux dans le processus de sélection des projets?

Réponse :

Voir la réponse à la question 5-a.

Q5-c) Existe-il des exemples nord-américains de réglementation sur la production d'électricité portant sur les émissions de gaz à effet de serre?

Réponse :

Plusieurs États américains ont fixé ou projettent de fixer des normes en matière d'émissions atmosphériques. À titre

indicatif, mentionnons le Connecticut, le Massachusetts, le New Hampshire et l'Oregon.

Selon les informations disponibles, ces normes ont été déterminées par les autorités gouvernementales et non par les organismes de réglementation.

Q5-d) Nulle part HQD ne mentionne la filière thermique nucléaire. Est-ce qu'HQD considère, dans le contexte actuel, qu'il est tout simplement peu probable que cette filière soit proposée au Québec dans le cadre du processus d'appel d'offres?

Réponse :

Oui, le Distributeur considère que cela est peu probable.

Q6) Quels sont, sur le cycle de vie des filières, selon les données que possède HQD :

- a) les rendements énergétiques;
- b) les émissions de gaz à effet de serre (en tonnes de CO₂ équivalent par TWh);
- c) les émissions de dioxyde de soufre (en tonnes de SO₂ par TWh);
- d) les émissions d'oxydes nitreux (en tonnes de NO_x par TWh);
- e) les émissions de mercure;
- f) les émissions de composés organiques volatils (en kg de COV par TWh);
- g) le retour sur l'investissement énergétique;

pour des centrales de production d'électricité utilisant les meilleures technologies modernes disponibles pour les filières suivantes :

- I. Centrales thermiques au gaz naturel
- II. Centrales thermiques au mazout
- III. Centrales thermiques au diesel
- IV. Centrales de cogénération

- V. Centrale utilisant la biomasse
- VI. Centrale hydroélectrique avec réservoir
- VII. Parc éolien

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.2 de RNCREQ (pièce HQD-6, Document 8).

Q7-a) Quels sont les facteurs d'utilisation (annuels et saisonniers), la production et les coûts réels du parc éolien de la Gaspésie? Ces coûts et facteurs d'utilisation sont-ils différents des prévisions?

Réponse :

Cette question, relative aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production, dépasse le cadre de la présente cause.

Q7-b) Existe-t-il un indicateur pour mesurer l'impact en termes de « territoire occupé » par une centrale de production d'électricité, qui soit aussi précis que le sont les émissions atmosphériques, ou doit-on considérer que l'évaluation de l'impact en termes de « territoire occupé » est beaucoup plus arbitraire que ne l'est celle des émissions atmosphériques?

Réponse :

La mesure d'un indicateur de type «superficie du territoire occupé» nécessite le recours à certaines hypothèses mais les résultats sont aussi «précis» que le sont les mesures d'émissions atmosphériques. Toutefois, l'interprétation à donner à cet indicateur et son importance relative par rapport à d'autres enjeux fait l'objet de beaucoup de discussions.

Q7-c) Peut-on considérer qu'il y a eu internalisation des coûts liés à l'occupation du territoire, aux impacts visuels et sur les activités locales lorsqu'il y a eu entente et compensation envers les communautés locales touchées par un projet?

Réponse :

Pas nécessairement. Des partenariats ou des ententes contribuent certes à améliorer l'accueil des projets par les communautés locales. Mais cette formule ne modifie en rien les projets eux-mêmes et leurs impacts sur les milieux naturel et humain. En particulier, il existe rarement un consensus local quant à l'intérêt d'un projet. Les discussions entourant la mise en œuvre du programme gouvernemental sur les petites

centrales hydroélectriques dans certaines régions indiquent les difficultés de trop généraliser dans ce domaine.

Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes

8-a) Quelle est la part du déficit d'HQD qui est attribuable à l'exploitation des réseaux autonomes (en M\$ et en %) ?

Réponse :

Cette question dépasse le cadre de la présente cause.

8-b) HQD peut-il fournir un tableau comparatif des différentes centrales des réseaux autonomes, avec les informations suivantes :

- Nom de la centrale,
- Type de centrale,
- Quantité et type de combustible consommé,
- Coût annuel anticipé du combustible,
- Rendement énergétique (pour les centrales thermiques),
- Coût / kWh (tout inclus),
- Puissance,
- Énergie produite.

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.1 de la Régie (HQD-6, Document 1).

8-c) Vu les coûts plus élevés de l'électricité produite à ces centrales, sera-t-il possible, dans le cadre du présent appel d'offres, qu'un promoteur vise directement ces marchés (par exemple avec un projet de parc éolien ou des mesures additionnelles d'efficacité énergétique) ?

Réponse :

Non, le présent Plan ne prévoit pas d'appel d'offres, à court terme, pour les Réseaux Autonomes.

Dans le cas de la centrale de La Romaine, HQD souligne :

« Un projet de raccordement au réseau principal en 2004 est à l'étude. Le raccordement se fera à partir de Natashquan et la centrale thermique serait

démantelée. Une alternative est également à l'étude afin de développer un projet d'énergie renouvelable, en partenariat avec le milieu et de maintenir la centrale thermique en réserve » (HQD-3, doc. 1, p. 41 de 49). Le raccordement au réseau principal est envisagé pour d'autres centrales, dont Obedjiwan (HQD-3, doc. 1, p. 46 de 49). et Wemotaci (HQD-3, doc. 1, p. 45 de 49).

9-a) Existe-il des études préliminaires sur les coûts approximatifs du raccordement au réseau pour ces différentes centrales? Et sur les gains environnementaux qui en découleraient?

Réponse :

Oui. Pour La Romaine, une étude préliminaire montre une économie pour un raccordement à 34 kV.

Aucune étude environnementale n'a été menée jusqu'à maintenant mais il apparaît certain qu'il y aurait des gains à ce point de vue.

9-b) Pourquoi l'éolien n'est envisagé que pour un seul site, d'autant plus que ce site pourrait être raccordé au réseau?

Réponse :

Le projet d'énergie renouvelable mentionné ne fait pas appel à l'énergie éolienne

9-c) Même si la centrale de Cap-aux-Meules répond aux besoins des Madelinots, n'offre-t-elle pas un potentiel particulièrement intéressant pour un parc éolien? Cette mesure est-elle à l'étude? Quel est le coût marginal (du combustible) pour cette centrale? Est-ce que d'autres alternatives comme le solaire pour le chauffage de l'eau ont été étudiées?

Réponse :

Les études réalisées dans le cadre de l'APR-91 ont démontré que les coûts d'intégration d'un parc d'éoliennes au réseau des Îles-de-la-Madeleine étaient prohibitifs.

L'utilisation de l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau n'a fait l'objet d'aucune étude.