



GREFFE

17 MAR 2008

ACEF de Québec
570 rue du Roi
Québec, G1K 2X2
Tél. : (418) 522-1568
Fax : (418) 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Québec le 18/03/2008


Me Véronique Dubois,
Secrétaire de la Régie de l'Énergie
Tour de la Bourse, Case Postale 001
800, Place Victoria, 2e étage, Bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3648-2007
PIÈCE NO: C.1.5-ACEF
Date: 19/03/2008

Objet : dépôt de la preuve de l'ACEF de Québec dans R-3648-07

Nous vous déposons par la présente la preuve de l'ACEF de Québec dans l'audience R-3648-2007 "Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur (H.Q.)" et ce après vous avoir annoncé un retard dans la production de notre preuve.

Vous remerciant de votre attention,
Richard Dagenais, pour l'ACEF de Québec.

 18/03/2008

Cc par courriel à Me Yves Fréchette, procureur d'HQD.



ACEF de Québec
570 rue du Roi
Québec, G1K 2X2
Tél. : (418) 522-1568
Fax : (418) 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Mémoire de L'ACEF DE QUÉBEC

dans la Cause R-3648-2007

portant sur le

Plan d'approvisionnement 2008-2017

d'H.Q. Distribution

18/03/2008

Plan du mémoire

Introduction	3
I) La prévision de la demande en énergie et puissance du réseau intégré.....	4
II) Les moyens de répondre à la demande du réseau intégré.....	19
III) Prévision de la demande et approvisionnement des réseaux autonomes.....	22
IV) Incertitude, minimisation des coûts d'approvisionnements et planification intégrée des ressources.....	32

Liste des tableaux :

T. 1 : Évolution des ventes : Plan 2008 vs Plan 2005 et dernier État d'avancement.....	6
T.2 Évolutions comparées des ventes par secteur	7
T.3 Comparaison des élasticités de la demande.....	11
T4 Coûts excédentaires d'approvisionnement en situation d'incertitude.....	35
T5 Scénarios d'encadrement de la demande d'énergie (80% de l'aléa prévisionnel).....	36

Introduction

Nous nous impliquons pour la première fois dans un Plan d'approvisionnement du Distributeur Hydro-Québec. Nous espérons que nos commentaires et propositions seront utiles aux délibérations de la Régie et permettront d'optimiser l'utilisation des ressources au bénéfice des clientèles régulières d'HQD (H.Q. Distribution).

Nous nous attarderons d'abord sur la prévision de la demande en énergie et puissance du réseau intégré telle que proposée par HQD, en confrontant les hypothèses et les résultats des prévisions afin de mieux juger de la robustesse des prévisions d'HQD.

Puis nous discuterons des moyens d'approvisionnements (incluant les outils de gestion de la demande) afin de répondre adéquatement à la demande du réseau intégré.

Puis nous discuterons en profondeur de la prévision de la demande et de l'approvisionnement des réseaux autonomes, considérant qu'il y a là des enjeux importants considérant les coûts de production élevés dans les réseaux autonomes.

Enfin nous traiterons d'incertitude, de minimisation des coûts d'approvisionnements et de planification intégrée des ressources en dernière étape, en guise d'invitation à suivre une nouvelle démarche visant à mieux mieux s'outiller pour planifier la réalité complexe et parfois incertaine.

I) La prévision de la demande en énergie et puissance du réseau intégré

L'importance des coûts d'approvisionnement

Pour situer les enjeux indiquons tout d'abord l'importance des coûts d'approvisionnement en électricité pour le réseau intégré et les réseaux autonomes. Selon le document HQD-11 doc. 3 dans la cause R-3644-2007 l'approvisionnement en électricité en 2008, du réseau intégré d'H.Q., pour des ventes de 172,421 TWh, devrait coûter environ 5 041 M\$ ou 2,92 ¢/kWh, soit 50,1% des coûts totaux du réseau intégré en 2008 (10 050,8 M\$).

En ce qui a trait à l'approvisionnement des réseaux autonomes il en coûterait en 2008, 166,64 M\$ pour des ventes de 357 GWh (HQD-6 doc. 2, p. 4) soit 46,68¢/kwh. Les coûts d'approvisionnement des réseaux autonomes représentent 85,3% des coûts totaux de services des réseaux autonomes.

Enfin les revenus tirés des clientèles des réseaux autonomes totalisent 29,1 M\$ en 2008, laissant un manque à gagner de 166,3 M\$ que les clientèles du réseau intégré doivent absorber, d'où l'importance pour les clients du réseau intégré de trouver des moyens de limiter au mieux les coûts d'approvisionnement des réseaux autonomes tout en assurant la satisfaction des besoins des clientèles des réseaux autonomes.

A) Pourquoi prévoir la demande

Il est important de revenir sur les objectifs de la révision de la demande afin de mieux juger de sa performance : la prévision de la demande vise à :

a) mieux planifier l'offre de service afin de garantir un service électrique fiable et de qualité à toute la clientèle desservie par l'utilité publique, afin que ce service essentiel soit disponible au moment opportun

b) optimiser l'utilisation des ressources énergétiques dans le sens du développement durable

c) minimiser à long terme les coûts globaux du service électrique, incluant les coûts de production ou d'approvisionnement, de transport et de distribution, ainsi que les coûts économiques et les coûts liés aux impacts sociaux et environnementaux liés au déploiement des équipements de production, transport et distribution d'électricité.

Les délais et contraintes liés à l'ajustement de l'offre, à la hausse comme à la baisse, et la présence de coûts d'ajustement pour hausser l'offre (prix plus élevés à l'importation, suréquipements ou équipements de réserve plus coûteux à opérer par unité d'énergie livrée) ou réduire l'offre (compensations pour suspendre des contrats d'approvisionnements, prix de revente plus faibles que les prix des contrats d'approvisionnement) justifient pleinement de mieux prévoir la demande fin de planifier adéquatement le développement du réseau de manière à maintenir dans le futur la continuité et la qualité du service et de minimiser les coûts du service électrique dans une vision de long terme et dans le sens d'un véritable développement durable, visant notamment à assurer la satisfaction des besoins essentiels de la population en toute équité et de manière efficiente afin d'optimiser l'utilisation des ressources rares.

Nous analyserons et évaluerons dans les pages qui suivent la qualité et la fiabilité des prévisions d'HQD en regard des objectifs ci-haut discutés.

B) Analyse des prévisions de la demande d'HQD

a) Prévisions économiques, démographiques et énergétiques : réseau intégré

T. 1 : Évolution des ventes : Plan 2008 vs Plan 2005 et dernier État d'avancement

Ventes/écarts en TWh	2005	2008	2014	2017	Écart 2014/05	Hausse 2014/05	Écarts 2014/08	Hausse 2014/08	Écarts 2017/08	Hausse 2017/08
PLAN 2008										
Ventes régulières	168,9	170,9	182,2	186,9	13,26	7,85 %	11,26	6,59 %	16	9,36 %
Ventes avant PGEE	169,4	173,2	189,3	194,9	19,86	11,72 %	16,06	9,27 %	21,7	12,53 %
Besoins	182,1	183,8	196,3	200,8	14,2	7,80 %	12,5	6,80 %	17	9,25 %
PLAN 2005										
Ventes régulières	169,3	177,7	184,8		15,5	9,16 %	7,1	4,00 %		
Ventes avant PGEE	169,6	179,4	187,8		18,2	10,73 %	8,4	4,68 %		
Besoins	182,2	191,1	198,6		16,4	9,00 %	7,5	3,92 %		
Avancement 18/10/06										
Ventes régulières	169,7	174,9	182,4		12,7	7,48 %	7,5	4,29 %		
Ventes avant PGEE	170,2	177,2	189,5		19,3	11,34 %	12,3	6,94 %		
Besoins	183,3	188,1	196,1		12,8	6,98 %	8	4,25 %		
PGEE										
PLAN 2008	0,5	2,3	7,1	8	6,6	1 320 %	4,8	208,7 %	5,7	247,8 %
PLAN 2005	0,3	1,7	3		2,7	900 %	1,3	76,5 %		
Avancement 18/10/06	0,5	2,3	7,1		6,6	1 320 %	4,8	208,7 %		

Nous observons que les ventes régulières et les besoins évoluent moins vite entre 2005 et 2014 dans le nouveau Plan 2008 (HQD-1 doc. 2, p. 89 et 92, 97 et 101) soit 7,85% et 7,8% respectivement, que dans le Plan 2005 (R-3550-04, HQD-2 doc. 1 p. 37), soit 9,2% et 9%, par contre ces deux variables évoluent plus vite dans le plus récent plan entre 2008 et 2014 (6,6% et 6,8%) par rapport au précédent Plan (4% et 3,9%) et plus vite entre 2005 et 2014, que ce que l'on avait dans le plus récent État d'avancement datant du 18/10/2006 (7,5% et 7%).

De plus les ventes avant l'impact du PGEE (HQD-1 doc. 2 p. 62 et R-3550-04, HQD-2 doc. 1) évoluent plus vite dans le nouveau Plan 2008, de 2005 à 2014 (11,7%) et de 2008 à 2014

(9,3%) que dans le précédent Plan (respectivement 10,7% et 4,7%) et le dernier État d'avancement (11,3% et 6,9%).

Il y a donc une forme de rattrapage au niveau des ventes régulières et des besoins dans le nouveau Plan qui devrait être clairement justifié.

Nous analysons les raisons justifiant ces évolutions divergentes.

T.2 Évolutions comparées des ventes par secteur

Ventes/écarts en TWh	2005	2008	2014	2017	Écart 2014/05	Hausse 2014/05	Écarts 2014/08	Hausse 2014/08	Écarts 2017/08	Hausse 2017/08
Ventes domestique/agri.										
PLAN 2008	57,3	60,3	62,3	63,6	5	8,73 %	2	3,32 %	3,3	5,47 %
avant PGEE	57,6	61,5	65,1	66,7	7,5	13,02 %	3,6	5,85 %	5,2	8,46 %
Plan 2005	57,7	59,6	61,4		3,7	6,41 %	1,8	3,02 %		
avant PGEE	57,9	60,3	62,6		4,7	8,12 %	2,3	3,81 %		
Ventes industriel										
PLAN 2008	73,4	70,6	77,9	79,7	4,5	6,13 %	7,3	10,34 %	9,1	12,89 %
avant PGEE	73,5	71,3	80,1	82	6,6	8,98 %	8,8	12,34 %	10,7	15,01 %
Plan 2005	74	79,8	83,3		9,3	12,57 %	3,5	4,39 %		
avant PGEE	74,1	80,3	84		9,9	13,36 %	3,7	4,61 %		
Ventes Grandes entreprises										
PLAN 2008	63,3	61,4	68,4	69,8	5,1	8,06 %	7	11,40 %	8,4	13,68 %
Plan 2005	63,3	68,7	71,4		8,1	12,80 %	2,7	3,93 %		
Plan 2008 Grandes entreprises										
Alumineries	24,7	23,8	25,5	25,9	0,8	3,24 %	1,7	7,14 %	2,1	8,82 %
Pâtes-papier	17,8	16,3	17,2	17,1	-0,6	-3,37 %	0,9	5,52 %	0,8	4,91 %
Autres	21,5	21,3	25,6	26,8	4,1	19,07 %	4,3	20,19 %	5,5	25,82 %
PGEE										
domestique Plan 2008	0,3	1,2	2,8	3,1	2,5	833 %	1,6	133,3 %	1,9	158,3 %
domestique Plan 2005	0,2	0,7	1,2		1	500 %	0,5	71,4 %		
Industriel Plan 2008	0,1	0,7	2,2	2,3	2,1	2 100 %	1,5	214,3 %	1,6	228,6 %
Industriel Plan 2005	0,1	0,5	0,7		0,6	600 %	0,2	40,0 %		

Les ventes régulières au secteur domestique évoluent plus vite dans le Plan 2008, entre 2005 et 2014 (8,7%), de même avant impact du PGEE (13%), que dans le Plan 2005 (6,4% et 8,1% respectivement). L'écart dans les taux de croissance s'observe aussi pour la période

2008-2014, mais dans une moindre importance. L'évolution, du PGEÉ pour les ventes avant PGEÉ, et des variables démographiques explique en partie cette différence dans les prévisions de croissance de la demande. Ainsi dans le Plan 2005 (R-3550-05, HQD-2 doc. 1, p. 13) le nombre de ménages augmente de 2008 à 2014, de 4,8% pour atteindre 3,474 millions, alors que dans le Plan 2008 cette variable augmente de 6,47% pour atteindre 3,590 millions, soit un écart absolu dans le nombre de ménages de 116 000 (3,34%).

L'écart dans la population prévue par les deux plans en 2014 est moindre (soit 8,006 millions prévues dans le Plan 2008, contre 7,808 millions dans le Plan 2005, pour un écart de 2,54%). Enfin le précédent plan proposait des taux de croissance annuelle du Revenu personnel disponible plus élevé (2,1 % en 2008 à 2,2% de 209 à 2011, baissant à 1,9% en 2014) que dans le présent Plan (1,3% en 2008, 1,8% en 2009 à 1,7% en 2014), ce facteur devrait limiter la croissance du secteur domestique et agricole relativement dans le nouveau Plan relativement au précédent.

L'écart entre les deux Plans dans la demande domestique et agricole, avant PGEÉ, en 2014 (65,1 TWh dans le Plan 2008, contre 62,6 TWh dans le Plan 2005 soit un écart de 2,5 TWh ou 4%) s'explique partiellement par l'évolution différenciée du nombre de ménages (+3,34%) et de la population (+2,54%). Comme le Revenu personnel disponible croît moins vite dans le présent Plan, il faut donc que la consommation moyenne par ménage augmente plus vite dans le nouveau Plan 2008, relativement au plan 2005, ce qui est étonnant considérant le réchauffement climatique anticipé et l'introduction d'une nouvelle normale climatique. Ainsi nous observons (HQD-1 doc. 2, p. 65) que chaque 10 000 ménages amènerait une hausse de la demande de 0,2 TWh (soit une moyenne de 20 000 kWh/ménage nouveau à comparer à une consommation moyenne des ménages de 18 238 kWh/an en 2008), 116 000 ménages de plus en 2014 dans le nouveau Plan, amènerait donc une hausse de la demande résidentielle de 2,32 TWh.

HQD explique (voir réponses d'HQD à nos questions dans HQD-3 doc. 2) que les nouvelles résidences ont tendance à consommer individuellement plus d'électricité (leur superficie augmenterait plus vite que l'efficacité des normes d'isolation). Ce résultat peu évident

mériterait d'être mieux expliqué et justifié, d'autant si la norme NovoClimat devait devenir obligatoire au Québec.

D'ailleurs selon une étude de Jean Thomas Bernard et Antoine Gosselin¹ entre 1989 et 1998, on observait une hausse de 21,8% de la superficie des résidences chauffées à l'électricité alors que la consommation d'électricité pour fin de chauffage baissait de 8,6%. La baisse de l'intensité énergétique de chauffage (énergie en PJ / superficie habitée en Millions m²) de 30,4% résulte d'une T° plus clémente en 1998 (-13,6%), de l'amélioration de l'efficacité énergétique des résidences construites avant 1989 (-6,9%) et de la plus grande efficacité des résidences nouvelles construites entre 1989 et 1998 (- 3,8%). D'ailleurs les nouvelles résidences ont une intensité énergétique inférieure de 25%, soit 0,18, contre 0,24 pour les anciennes résidences. Malgré la hausse du prix réel de l'électricité (10%) et du gaz naturel (11%) et le gel du prix réel du prix du mazout la hausse de l'efficacité énergétique des résidences d'avant 1989, serait d'abord due aux programmes d'efficacité énergétique d'H.Q. et aux décisions des ménages désireux d'économiser l'énergie.

Nous estimons à partir des données de l'étude et du nombre de logements chauffés à l'électricité, une superficie moyenne des logements construits avant 1989 (mais restant en 1998) à 125,9 m² pour une consommation d'électricité pour fin de chauffage de 30,2 MégaJoules/logement, contre une superficie moyenne des résidences récentes (1989 à 1998) de 159,7 m² (26,85% de plus) pour une consommation moyenne d'électricité pour fin de chauffage de 28,72 MégaJoules/logement (4,9% de moins que pour les anciens résidences). Donc ici la plus grande superficie des logements neufs est plus que compensée par la plus grande efficacité énergétique des résidences plus récentes.

Les ventes régulières au secteur industriel

¹ CHANGEMENT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE POUR FINS DE CHAUFFAGE dans le secteur résidentiel au Québec, 1989-1998, Jean-Thomas Bernard et Antoine Gosselin, GREEN, U. Laval, 15/10/2002

Selon le précédent tableau, les ventes régulières au secteur industriel évolueraient moins vite entre 2005 et 2014 selon le nouveau Plan (6,13%) que dans le Plan 2005 (12,6%), mais étonnamment, considérant le ralentissement économique du secteur industriel engagé en 2007 qui pourrait se poursuivre au-delà de 2008 vu le ralentissement économique aux USA, les ventes évoluent plus vite dans le nouveau Plan entre 2008 et 2014 (10,3%) que dans le précédent Plan (4,4%).

Du côté des Grandes entreprises industrielles le précédent Plan prévoyait aussi une croissance plus forte entre 2005 et 2014 (12,8%) que dans le Plan 2008 (8,1%), alors qu'il prévoyait une croissance plus faible entre 2008 et 2014 (3,9%) que ce que propose le nouveau Plan (11,4%).

C'est d'ailleurs la demande des Autres Grandes entreprises industrielles (voir Rép. 5.3, HQD-3 doc. 1) qui exerceraient la plus grande pression à la hausse sur la demande d'électricité de ce secteur (avec une hausse entre 2008 et 2014 de 20,2% dans le nouveau Plan 2008, ce qui nous semble exceptionnel comme croissance) contre une hausse de 7,14% pour les alumineries et de 5,52% pour les usines de Pâtes et papier. Cette croissance importante des Autres Grandes entreprises devrait être mieux justifié de la part d'HQD.

Avec la fermeture récente d'une usine papetière de Bowater dans la région de Portneuf et la situation financière actuelle du secteur forestier on se questionne sur ces prévisions de demande qui présupposent une correction de la situation conjoncturelle, alors que l'on croit qu'il s'agit plutôt d'un problème structurel de fond dont on n'est pas certain s'il se résorbera à moyen et long terme, considérant notamment la concurrence de l'Asie dans ce secteur.

Alors que le Plan 2005 prévoyait un taux de croissance annuelle du PIB manufacturier (réel québécois) plus élevé (2,6% en 2008, 2,7% de 2009 à 2011, 2,4% de 2012 à 2014, pour une hausse cumulée de 19,3%) que dans le Plan 2008, sauf pour 2009, (1,5% en 2008, 3% en 2009, 2,5% en 2010, 2,3% en 2011 et 2,2% de 2012 à 2014, pour une hausse cumulée de 17%) nous nous expliquons mal que la croissance de la demande industrielle soit plus forte dans le Plan 2008 que dans le Plan 2005, pour la période 2008-2014.

b) Éléments problématiques de la prévision de la demande du réseau intégré :

1) La sensibilité de la demande à diverses variables explicatives :

Il est pertinent de comparer la modélisation de la demande d'électricité établie par HQD à d'autres modèles prévisionnels. Si l'on compare la mesure de sensibilité de la demande à diverses variables explicatives nous notons des différences importantes entre les estimations fournies par HQD (en HQD-1 doc. 1, p. 65) et celles de d'autres études.

Par exemple le professeur Bernard de l'Université Laval ², a estimé un modèle de demande d'électricité pour le Québec de 1982 à 2002, qui tient compte de la demande antérieure, du prix relatif de l'électricité, du revenu réel et des degrés-jours de chauffe. L'introduction d'un facteur tendanciel aléatoire permet d'améliorer le pouvoir prédictif du modèle et entraîne une hausse des valeurs d'élasticité prix et revenu estimées, ce que nous retrouvons au tableau qui suit. L'élasticité-prix du secteur résidentiel est dans le modèle avec facteur tendanciel intermédiaire entre l'élasticité-prix du secteur commercial et celle du secteur industriel.

T.3 Comparaison des élasticités de la demande

	Élasticité de court terme		Élasticité de long terme	
	Bernard	HQD	Bernard	HQD
Élasticité prix réel				
Domestique	-0,29	-0,5	-0,4	0
Commercial	-0,4	-0,16 (prix électricité)	-0,46	-0,27 (prix électricité)
Industriel	-0,21	-0,02 PME, 0 GE	-0,36	-0,02 PME, 0 GE
Élasticité revenu				
Domestique	0,91	0,1	1,25	0
Commercial	1,14	0,25	1,3	0,4
Industriel	0,75	0,57 PME, 0,41 GE	1,26	0,66 PME, 0,13 GE

² Energy Demand Elasticities: Empirical results in the Québec context by Jean-Thomas Bernard GREEN Department of economics Université Laval

Dans le tableau ci-haut une valeur nulle est accordée lorsque "sans objet" est indiqué par HQD, indiquant une valeur statistiquement non significative (Rép. 2.1 de HQD 3, doc. 1)

HQD évalue aussi une élasticité prix croisés (prix de l'électricité relativement aux prix des combustibles, gaz et mazout) de 0,03 à court terme et de 0,12 à long terme pour le secteur général et institutionnel (secteur commercial dans le tableau ci-haut) alors que l'estimation pour les autres secteurs donne une valeur nulle, ainsi que la sensibilité de la demande domestique et agricole au nombre de ménages (200 GWh/ 10 000 ménages) ce qui peut capter une partie de l'effet revenu au niveau agrégé.

Les modèles économétriques diffèrent dans les deux cas, mais nous observons des différences significatives dans les estimation entre l'approche de Jean-Thomas Bernard et celle d'HQD, qui devraient être mieux explicitées et justifiées.

HQD utilise aussi le modèle technico-économique REEPS (HQD-1 doc. 2, p. 121) pour prévoir la demande du secteur domestique et agricole. Dans ce modèle l'influence des prix de l'électricité et des combustibles intervient de manière indirecte dans le choix des ménages pour l'énergie de chauffage de l'espace. On ne peut dire, même dans ce cas, que la demande d'électricité est insensible aux prix de l'énergie.

(HQD-1 doc. 2 p. 121-122) "À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (REEPS). À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision. REEPS est un modèle de prévision de la demande d'énergie de type technico-économique. Ce type de modèle de simulation combine les caractéristiques techniques de l'utilisation de l'énergie dans les habitations avec les caractéristiques socio-économiques des ménages. Les intrants socio-économiques sont les suivants :

- la prévision du nombre de ménages ;
- la prévision du revenu personnel disponible ;
- la prévision du parc de logements (découlant du nombre de ménages) par types d'habitation (unifamiliale, duplex et triplex, édifices de 4 logements et plus) et par périodes de construction ;
- la prévision des prix des combustibles."

Il n'est pas clair si l'utilisation d'autres éléments pour "orienter la prévision" ne laisse pas place à un certain arbitraire qui puisse dans certains cas biaiser les prévisions.

À noter que depuis 2000 les prix du gaz et du mazout ont augmenté très rapidement ce qui a amélioré significativement la compétitivité de l'électricité pour le chauffage de l'espace. On peut penser que la demande de l'électricité pour le chauffage électrique ne sera pas affectée par les prix des combustibles, tant que ces prix (pour une même valeur de service de chauffe) n'approcheront pas des prix de l'électricité, donc l'élasticité prix croisés que l'on pourrait mesurer serait nulle pour les années où les prix de l'électricité demeureraient significativement inférieurs. Mais normalement on devrait s'attendre à ce que la demande de l'électricité du secteur domestique soit partiellement sensible au prix réel de l'électricité à court et long terme, ce qui ne se rencontre pas chez HQD, ce que l'on considère surprenant.

2) La température extérieure de référence pour la détermination des degrés-jour de chauffage

HQD-3 doc. 6 , Rép. 13.1. Doit-on interpréter que 16°C est la température à laquelle la plus grande cohorte de clients ont démarré leur chauffage, dans un contexte où d'autres l'auraient mis en marche à 12°C, 13°C, 14°C, 15°C, voire même 17°C, 18°C et 19°C ?

Réponse : L'analyse réalisée relativement à la température de référence à utiliser pour établir les degrés-jours de chauffage au secteur Domestique et agricole indique que c'est la température de 16°C qui permet d'obtenir la meilleure régression linéaire entre les consommations journalières estimées pour l'ensemble du chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens.

Cette analyse ne permet pas de quantifier le pourcentage de clients qui aurait telle ou telle autre température de référence pour leur chauffage.

Le tableau en HQD-3, Document 6 Annexe 1 montre que les R^2 sont très rapprochés entre 14 C° (0,972) et 18C° (0, 971), la valeur maximale rencontrée à 16 C° étant relativement près

de ces deux autres valeurs fournies. La solidité du résultat dépend directement de la valeur de l'échantillonnage sous-jacent.

(HQD-1 doc. 2, p. 155) Les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM ont été estimées à partir d'un échantillon d'environ 300 clients mesurés à cet effet.

HQD-3 doc. 2, Q. 61 : quelle est la marge d'erreur amenée par l'utilisation d'un échantillon restreint de 300 ménages ? qu'est-ce qui prouve que l'échantillon est représentatif de toute la population ?(seulement :) est-ce que la prise en compte de d'autres facteurs comme le degré d'humidité pourrait modifier la température résultante ? les années 2004 et 2005 sont-elles représentatives des normales climatiques ? Si je comprend bien les gens commenceraient en moyenne à chauffer lorsque la température externe est de 16 C° ou moins ?

Réponse (p. 44-45) : Marge d'erreur amenée par l'utilisation d'un échantillon de 300 ménages :

L'échantillon de clients avec un sous-mesurage du chauffage des locaux est relativement restreint. Ce nombre a été en progression au fil des années et continuera de l'être avec de nouvelles installations qui s'ajouteront dans les années à venir. À noter que le type d'équipement de mesurage spécialisé nécessaire, son coût et la complexité des installations constituent des contraintes importantes au recrutement de clients au programme de mesurage. Il n'y a pas de norme de précision dans l'industrie pour le sous-mesurage des usages par catégories de consommateurs. Toutefois, il serait normal que ce niveau de précision soit statistiquement moins bon que celui pour l'ensemble de la consommation pour une catégorie de consommateurs, compte tenu qu'il s'agit d'une soussegmentation de cette dernière. Or, la norme de précision dans l'industrie au niveau de l'ensemble de la consommation d'une catégorie de consommateurs est de 10 % de marge d'erreur. Le Distributeur estime que la marge d'erreur de son échantillon du chauffage se situe légèrement au-dessus de 10 %, ce qui constitue un niveau convenable dans le présent contexte d'autant plus que ce niveau s'améliorera progressivement dans les années à venir.

Échantillon représentatif de toute la population :

La sélection de l'échantillon est faite selon les règles de l'art, sur le plan statistique, et il est considéré représentatif dans la mesure où les normes de précision convenues sont respectées. L'analyse réalisée relativement à la température de référence à utiliser pour établir les degrés-jours de chauffage au secteur Domestique et agricole indique que c'est la température de 16°C qui permet d'obtenir la meilleure régression linéaire entre les consommations journalières estimées pour l'ensemble du chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens. En principe, ce résultat signifie que les clients commencent en moyenne à chauffer lorsque la température externe descend sous le seuil de 16°C.

Étant donné que l'analyse réalisée n'a pas considéré, en plus de la température, d'autres facteurs comme le taux d'humidité, le Distributeur n'est pas en mesure de préciser si la prise en compte d'autres facteurs pourrait modifier le choix de la meilleure température de référence.

Par ailleurs, les années 2004 et 2005 utilisées pour établir les régressions entre les consommations journalières de chauffage et les degrés-jours de chauffage n'ont pas besoin d'être représentatives de la normale climatique pour que l'analyse réalisée par le Distributeur soit valable.

Toutefois les 300 clients mesurés dont parle HQD ne sont pas uniquement des clients du secteur résidentiel et agricole : en effet selon : *HQD-3, Document 11 , Rép. 26.a* :

Considérant l'échantillon limité HQD-1, Document 2 Annexe 2E, page 149, lignes 8 à 12.

a) Dans l'échantillon retenu combien y-a-t-il de clients de chacun des secteurs Résidentiel, Général et institutionnel, Industriel et Autres ?

Réponse : Il y a 274 clients du secteur résidentiel et agricole, 34 clients du secteur général et institutionnel et 10 clients industriels

* Normalement on considère qu'une marge d'erreur de 10% ou moins est acceptable du point de vue statistique, si l'échantillon de 300 clients nous donne une marge d'environ 10% et si le nombre de clients domestiques ou agricoles mesurés pour le chauffage est plutôt de l'ordre de 200, ou moins, alors la marge d'erreur sera significativement plus élevée que 10%.

Si effectivement un échantillon total de 300 clients, pour une population distribuée selon une normale, nous donne un intervalle de confiance de 90% (100% - 10% de marge d'erreur) alors 200 clients nous donnerait une marge d'erreur de 18% environ ce qui serait selon nous insuffisant comme précision ($Z_{\alpha} = (200/300)^{1/2} * Z_{10\%} = 1,34$ donnant une marge d'erreur α de 18% environ selon la table normale; où $Z_{10\%} = 1,65$).

* HQD devra nous prouver que son échantillonnage fournit des résultats fiables et que sa démarche pour déterminer la Température de référence nous fournit des résultats statistiquement satisfaisants qui répondent aux standard statistiques. Nous ne sommes pas convaincus que le choix des années pour estimer la T° de référence n'affecte pas la validité du résultat et pensons que d'autres variables tels le degré d'humidité, la vitesse moyenne des vents etc. peuvent influencer sur les résultats.

Normalement l'échantillon utilisé devrait nous donner un patron de consommation en puissance utilisée pour les fins de chauffage, représentatif avec une répartition représentative de la consommation électrique aux différentes heures de l'année d'où l'on pourrait estimer la puissance en pointe pour les fins de chauffage.

Nous comprenons qu'utiliser une température de référence plus basse pour déterminer les degrés-jour de chauffe se trouve à déplacer la demande de chauffage vers les T° plus froide et à augmenter la puissance en pointe servant aux fins de chauffage de l'espace réduisant la puissance utilisée en pointe pour les autres usages. Donc la détermination de cette température de référence a des répercussions sur la répartition de la consommation d'électricité entre les usages et ultimement sur la répartition des coûts entre les clientèles régulières du distributeur, d'où l'importance de s'assurer de la validité d'une démarche indirecte, plutôt que d'une démarche directe, en autant que la mesure directe de la

consommation d'électricité pour fin de chauffage est effectuée avec la mesure de la température extérieure.

3) Vérification de la fiabilité des prévisions de demande d'électricité par HQD

Il nous apparaît important qu'HQD vérifie périodiquement la précision de ses prévisions de la demande d'électricité, en vérifiant ex-post, ou historiquement, le degré de précision qu'offre son modèle prévisionnel lorsque l'on utilise les variables explicatives, telles que réalisées, et que l'on mesure l'écart entre les variables prévues ex-post et les mêmes variables une fois réalisées.

Jean-Thomas Bernard du GREEN, a déjà comparé ³ la prévision de la demande d'HQD avec celle d'autres utilités électriques : il concluait que les prévisions d'HQD comportent une marge d'erreur significative mais qui se compare aux autres utilités publiques.

Aux États-Unis l'Energy Information Administration évalue ⁴ à chaque année, depuis 1996, les erreurs de ses projections économiques et énergétiques.

Par exemple entre 1982 et 2005 l'erreur absolue moyenne sur le PIB dans le modèle national, est de 4,5%, sur le prix du pétrole de 20,8%, sur le prix du gaz naturel de 28,9%, sur la moyenne des prix de l'électricité de 9,9% (les prix de l'électricité fluctuant beaucoup plus aux USA qu'au Québec étant donné les fluctuations des prix des combustibles), sur les ventes totales d'électricité de 2,5%, enfin sur les ventes totales d'énergie de 3,3%. On observe que les prévisions de prix sont entachées d'erreurs plus importantes.

La vérification des erreurs sert d'intrant pour améliorer la spécification du modèle prévisionnel.

³ Bernard, J.-T., Bernard, S. et G. Lafrance, "La précision de la prévision de la d'électricité par Hydro-Québec: une approche comparative", Energy Studies Review, vol. 8, no 2, 1996, pp. 130-142

⁴ **Annual Energy Outlook Retrospective Review: Evaluation of Projections in Past Editions (1982-2006)**
Report #: DOE/EIA-0640(2006) Release date March 2007

L'Annual Energy Outlook produit par l'EIA inclut plus de 30 scénarios alternatifs visant à circonscrire les incertitudes sur les prévisions à long terme.

On peut obtenir de plus amples informations sur le modèle prévisionnel de l'AIE à l'adresse :

http://tonto.eia.doe.gov/reports/reports_kindD.asp?type=model%20documentation

4) Comparaisons des prévisions de certaines variables :

Par essence les prévisions économiques et énergétiques sont entachées d'une certaine marge d'erreur, on ne requiert pas d'HQD que ses prévisions soient parfaites mais plutôt qu'elles s'approchent de la réalité de manière à minimiser les déséquilibres offre-demande et les coûts d'ajustement de l'offre de manière à garantir une qualité et une fiabilité de services adéquates.

En HQD-1 doc. 2, p. 45, HQD compare ses prévisions économiques avec celles de d'autres prévisionnistes. Nous comparons ici les prévisions plus récentes avec les prévisions contenues au Plan d'approvisionnement 2008-2017 afin de juger des écarts possibles avec les réalisations de 2007 et certaines prévisions plus récentes pour 2008 et 2009, afin de juger si ces écarts sont susceptible de modifier de manière significative l'évolution de la demande d'électricité.

Le Ministère des finances du Québec (MFQ) présente des prévisions récentes de l'évolution du PIB réel : par exemple pour 2007 la croissance réelle est de 2,4%, et les révisions pour 2008 sont de 1,5% et pour 2009 de 2%, soit une hausse cumulée sur 3 ans de 6,01%. HQD proposait respectivement pour cette variable (1,4%, 2% et 2,6%) soit une hausse cumulée de 6,12%, ce qui est comparable à ce que proposait récemment le MFQ sauf que la croissance est distribuée différemment entre les deux, HQD proposant des taux de croissance plus forts pour 2008 et 2009 que le MFQ, qui lui prend en compte l'évolution de la conjoncture récente nommément aux USA..

Concernant les mises en chantier le MFQ propose respectivement en milliers (48,6, 44,6, 38,5) contre (46,5, 43, 38) pour HQD : les prévisions d'HQD sont donc légèrement plus faibles pour les 3 années.

Des écarts plus importants s'observent au niveau du prix du pétrole : par exemple le MFQ prévoit pour le prix du pétrole brut WTI (\$US/baril) (73\$, 87\$, 81,5\$) contre (65,14\$, 74,8\$, 70,96\$) pour HQD selon HQD-1 doc. 2, p. 49.

L'Energy information Administration aux USA prévoit (Short Term Energy Outlook, mars 2008) respectivement pour le prix du pétrole WTI : (72,32\$, 94,11\$, 85,92\$) ce qui est plus élevé que ce que prévoit le MFQ et HQD.

Il s'agit d'évaluer si ces écarts sous-tendent des erreurs de prévision significatives qui exigeront dans le futur des correctifs et entraîneront des coûts d'ajustements qui se répercuteront sur les coûts de services et les tarifs des clientèles régulières d'HQD. Enfin il pourrait être intéressant de comparer périodiquement les prévisions énergétiques d'HQD avec celles formulées par le Ministère des ressources naturelles à Ottawa et le Ministère des Ressources naturelles à Québec.

II) Les moyens de répondre à la demande du réseau intégré

a) HQD pense pouvoir répondre (HQD-1 doc. 1 p. 36) d'ici à 2017, à l'évolution de la demande en énergie en se limitant aux appels d'offre d'éoliennes lancées à la demande du gouvernement (2000 MW plus 500 MW d'éolien réservé aux municipalités et communautés autochtones).

Nous observons toutefois des surplus à écouler en 2008 (réduits par la suspension du contrat avec TCE) et en 2009 (2,9 TWH).

Il faut s'assurer de disposer des moyens de pouvoir écouler les surplus au meilleur prix possible afin de réduire aux maximum les coûts d'approvisionnement.

HQD laisse entendre, en réponse à une de nos questions, que les légers manques en 2016 (0,9 TWh) et en 2017 (2 TWh) pourrait être réponsus par des approvisionnements de court terme, en sorte qu'il ne serait pas nécessaire de lancer des appels d'offre de long terme avant l'horizon du plan soit 2017. Nous considérons que cette question devrait être analysée avec plus de nuance en considérant les risques que la demande évolue plus rapidement que prévu et que les prix d'approvisionnement de court terme soient significativement plus élevés que les prix des approvisionnements de long terme; ce que nous discuterons plus loin sous l'angle de la gestion des approvisionnements en incertitude.

Par contre HQD escompte devoir acquérir des approvisionnements de puissance dès l'hiver 2009 et de manière croissante par la suite (voir HQD1 doc. 1, p. 38), indiquant qu'elle précisera ultérieurement les besoins et évaluera le marché des fournisseurs potentiels.

* Nous pensons qu'HQD devrait très rapidement préciser les caractéristiques exactes des besoins en puissance requis, évaluer les fournisseurs potentiels et les coûts impliqués et proposer les critères de sélection des offres en puissance.

b) Discussions sur les moyens d'approvisionnements en puissance et en énergie :

1) La Gestion du bloc patrimonial : nous ne sommes pas convaincus que la situation observée en 2006 (1,9 TWh de patrimonial inutilisé) ne puisse se répéter à nouveau dans le futur du seul fait que les approvisionnements postpatrimoniaux gagnent en importance. Tout dépendra de la souplesse dont disposera HQD pour gérer ses différents contrats postpatrimoniaux et de la possibilité d'écouler à court terme des surplus postpatrimoniaux tout en optimisant l'utilisation des bâtonnets patrimoniaux.

Il nous apparaît souhaitable d'évaluer la pertinence d'appliquer une autre stratégie afin de réduire au minimum les bâtonnets patrimoniaux inutilisés. Dans la mesure où les coûts d'approvisionnements de très court terme sont plus faible entre novembre et décembre qu'entre janvier et mars nous pensons qu'il pourrait s'avérer optimal d'utiliser les plus gros

bâtonnets du patrimonial entre janvier et mars afin d'éviter des surprises en fin d'année (température douce) et s'approvisionner entre novembre et décembre sur les marchés de court terme pour compléter les bâtonnets patrimoniaux restants.

Nous pensons aussi que la vente à l'exportation de surplus postpatrimoniaux devrait pouvoir se faire sans problème en même temps qu'HQD utilise les plus gros bâtonnets patrimoniaux dans la période d'hiver.

2) **Maximiser les revenus de revente des surplus postpatrimoniaux** : d'une part nous croyons pertinent d'évaluer par une approche bénéfices-coûts le bien-fondé d'acquérir, pour HQD, d'une chambre de compensation aux USA pour écouler directement ses surplus postpatrimoniaux. Tel que le sous-entendait le représentant de l'AQCI (HQD-3 doc. 3, p. 6 à 8) HQD devrait évaluer la rentabilité d'une telle opération, notamment du côté du NYISO qui présente un marché plus profond. HQD pourrait utiliser ses employés de Montréal pour gérer directement les ventes de ses surplus, de plus une intervention directe sur les marchés pourrait donner l'occasion à HQD de profiter des meilleurs prix par une meilleure connaissance des marchés, d'où une économie possible en frais de courtage et de meilleurs prix par une meilleure connaissance des marchés. Cela devrait être évalué sérieusement d'autant qu'HQD se montre ouvert à négocier cette possibilité avec HQP dans le cadre l'entente cadre. Nous pensons qu'HQD ne constitue pas un concurrent direct d'HQP puisqu'elle écoulait des surplus inutilisés par ses clientèles régulières, donc il n'y aurait pas d'opération systématique de revente.

3) Nous pensons qu'HQD devrait aussi tenter de négocier une entente de stockage de ses surplus avec HQP, afin de maximiser les revenus de revente des surplus postpatrimoniaux en vendant les surplus lorsque les prix aux USA sont plus élevés, ce faisant HQP retirerait une partie des avantages de la revente en périodes de prix élevés. Ce service serait équivalent au service d'équilibrage de l'électricité éolienne mais pour des fins d'exportation et donc pourrait se négocier potentiellement à des conditions équivalentes.

4) Concernant les prix payés pour les services de gestion de puissance en pointe (génératrices d'urgence, électricité interruptible, stockage de chaleur etc.) il nous apparaît important de déterminer un prix d'option raisonnable qui tienne compte de la réalité économique des agents économiques ciblées par les mesures et des coûts d'options véritables. Si l'on vise à réduire la puissance en pointe il faut se rappeler qu'HQP peut charger sous l'entente cadre durant les 300 hres de pointe, jusqu'à 300\$/MWh, alors s'il est possible de trouver des sources d'approvisionnement de très court terme à des prix inférieurs il nous semble qu'il y a la une marge de négociation assez large qu'il pourrait être dans l'intérêt des clientèles d'utiliser à certaines périodes. On n'a qu'à penser au succès des génératrices d'urgence ou de la bi-énergie résidentielle et commerciale chez Hydro-Sherbrooke qui a adapté la tarification à sa structure de coûts réels (tarif L avec des primes de puissance l'hiver). On observe aussi des prix qui peuvent être parfois très élevés dans le cadre des activités d'approvisionnement de court terme d'HQD (prix pouvant dépasser les 200\$US/MWh selon HQD-3 doc. 1 annexe 1).

III) Prévision de la demande et approvisionnement des réseaux autonomes

a) Prévisions économiques, démographiques et énergétiques des réseaux autonomes :

HQD prévoit brancher d'ici 2017 une partie des réseaux autonomes au réseau intégré ce qui réduira la croissance de la demande des réseaux autonomes et affectera très légèrement la croissance du réseau intégré.

Observations concernant les aléas de la demande dans les réseaux autonomes :

Nous observons qu'HQD ne développe qu'un seul scénario (moyen) pour les réseaux autonomes : les incertitudes liées aux prévisions et à la croissance de la demande d'électricité ne sont pas explicitement traitées. Il faut se demander si cette approche déterministe est acceptable et optimale.

Il faudrait évaluer si la prise en compte des aléas dans les réseaux autonomes pourrait permettre de mieux planifier le développement de ces réseaux tout en minimisant le coût de service électrique à long terme (considérant aussi les coûts pour évaluer et prendre en compte ces aléas).

Il serait possible d'évaluer les erreurs prévisionnelles de la demande des réseaux autonomes dans le passé et d'estimer de là une marge d'erreur ou d'aléa, ou encore d'appliquer en première analyse la même marge d'erreur ou d'aléa du réseau intégré aux réseaux autonomes, afin de prouver que les aléas sont couverts dans le futur pour chaque réseau autonome.

Observations concernant les prévisions de la demande des réseaux autonomes :

HQD propose pour les réseaux autonomes un rappel historique de 6 ans au lieu de 10 ans pour le réseau intégré (HQD-2 doc. 1, p. 8 et HQD-2 doc. 2, p. 15 à 23) .

En HQD 2 doc. 1, p. 10, HQD nous présente les écarts entre les prévisions du Plan 2005 et les données publiées : pour 2006 on observe un écart de 2,45% pour la prévision du nombre d'abonnements domestiques et agricoles en 2006, de 5,62% pour les ventes totales d'énergie et de 1,1% pour la puissance à la pointe annuelle.

En HQD 2 doc. 1, p. 13, HQD nous présente l'évolution de la demande en énergie (hausse de 1,6%/an pour la demande et la production en énergie versus une hausse de 1,3%/an pour la pointe cumulée des réseaux autonomes) à comparer à une croissance du nombre

d'abonnements au secteur résidentiel agricole de 0,9%/an (de 13 547 en 2007 à 14 804 en 2014).

Par comparaison les ventes régulières du réseau intégré augmentent de 2008 à 2017 de 1%/an alors que le nombre de ménages augmente de 0,95% durant cette période. Il est étonnant de voir la forte croissance de la demande des réseaux autonomes, relativement au réseau intégré, malgré une croissance du nombre d'abonnements légèrement inférieur au nombre de ménages dans le réseau intégré.

Sans PGEÉ la croissance de la demande des réseaux autonomes serait de 1,9%/an (HQD-2 doc. 2, p. 15) entre 2007 et 2017, pour le réseau intégré ce serait 1,32%/an entre 2008 et 2017.

La prévision des besoins et du nombre d'abonnements par réseau indique une forte croissance de la population et de la demande électrique pour les réseaux du Nunavik (croissance de 2007 à 2017, du nombre d'abonnements de 2%/an et de la demande d'électricité de 3,1%/an), d'Akulivik (respectivement 1,3% et 3,2%), Aupaluk (0,9% et 2,4%), Inukjuak (2,5% et 3,7%), Ivujivik (2,3% vs 3,3%), Kangiqsualujuaq (1,4% vs 2,2%), Kangiqsujuaq (1,9%, 3,9%), Kuujuaq (2,3% vs 3,5%), Quaqtac (1,4% vs 3,7%), Salluit (2,3% vs 3,6%), Umiujaq (1,3% vs 1,1%), La Romaine (2,3% vs 3,1%), Wemotaci (2%, 9,6%), Schefferville (2,1%, 2,9%) etc...

À contrario les réseaux des Iles de la Madeleine, de la Basse Côte Nord, Lac Robertsen etc. connaissent des taux de croissance du nombre d'abonnements (environ 0,5% à 0,8%) et de la demande en électricité (environ 0,9% à 1,5%) significativement plus faibles. De même la Haute Mauricie voit son nombre d'abonnements diminué de 3% mais sa demande d'électricité ne diminue que de 0,8%.

Il est étonnant de voir les différences entre les taux de croissance du nombre d'abonnements et de la demande d'électricité pour les différents réseaux autonomes. Le raccordement de la communauté de Wemotaci au réseau intégré, avec le démantèlement de la centrale thermique du village, entraîne en absence de mesures spécifiques de gestion de la demande, une hausse importante de la demande de ce réseau (9,6%).

Ces différences dans les taux de croissance devraient être mieux justifiées selon nous.

b) Approvisionnement des réseaux autonomes

Aléas de la demande : on se questionne à savoir si la non considération des aléas climatiques et prévisionnels ne requiert pas de maintenir un niveau de réserve excédentaire pour chaque réseau autonome afin de pouvoir répondre à la demande en tout temps et en toute circonstance : nous observons que le critère de fiabilité en réseau autonome implique des niveaux de réserve bien plus élevés (de l'ordre de 40% en moyenne selon HQD-2 doc. 2, page 11, soit, en excluant le réseau de Schefferville, 58,7 MW de réserve sur une puissance installée totale de 145,7 MW avec une pointe de demande de 74,4 MW et une capacité ferme (puissance garantie) de 87 MW selon HQ-3 doc. 2, Rép. 102.a) que dans le réseau intégré (de l'ordre de 9,8 à 11% selon HQD-1 doc. 1, p. 22).

On peut se demander s'il ne serait pas optimal de réduire la taille moyenne des groupes afin d'accroître le nombre de groupes (n) de réduire le niveau de réserve (puissance du groupe le plus puissant) tout en respectant le critère de fiabilité = $90\% * (n-1)$ selon HQD-2 oc. 1, page 19 et 20.

La croissance importante de certains réseaux autonomes requiert d'accroître leur capacité de production d'ici quelques années, dans certains cas cela se fera en remplacement d'un groupe plus petit (voir HQD-2 doc. 1, page 21). De 2009 à 2010 HQD prévoit rehausser la capacité de 4 réseaux autonomes de 4 185 MW (Inukjuak : 0,85 MW (+28,3% de la capacité existante de 3 MW), Opitciwan : 1,225 MW (+25% de la capacité existante de 4,9 MW), Clova : 0,24 MW (+48% de la capacité existante de 0,5 MW), Kuujuaq : +1,87 MW (+40,7% de la capacité existante de 4,6 MW).

HQD indique que d'autres réseaux autonomes verront leur capacité augmentée pour 5,2 MW.

(HQD-2 doc. 1, p. 32) "Avec les augmentations de puissance prévues d'ici 2010, la centrale d'Opitciwan sera en mesure de répondre aux besoins d'ici 2017. La centrale de Clova nécessitera une autre augmentation de puissance. Le maintien des programmes d'utilisation

efficace de l'énergie demeure également nécessaire. Le raccordement de Clova et d'Opitciwan au réseau intégré serait éventuellement envisageable à cet horizon."

Raccordements au réseau relié (HQD-2 doc. 1 p. 22-23) : outre le raccordement de Wemotaci en 2008 (HQD prévoit mettre graduellement fin au programme d'utilisation efficace de l'énergie dans ce réseau (HQD-2 doc. 1, p. 32) par une ligne de distribution de 6 km (capacité en 2006 de 2 220 MW) HQD considère possible de relier les réseaux de la Romaine (5 750 kW en 2006, avec possibilité de relier le village à une centrale hydraulique sur la rivière Olomane), Whapmagoostui à la Baie James (si le lien routier est réalisé d'ici 2017), Clova (530 kW en 2006) et Opitciwan (4,9 MW), et même les Iles de la Madeleine (évitant d'avoir à remplacer les six groupes électrogènes de la centrale de Cap-aux-Meules de 11 167 MW chacun).

HQD-3 doc. 2, p. 63 : Q. 99 : la possibilité de raccordement ne devrait-elle pas être prise en compte avant d'accroître la capacité des centrales ? cela ne permettrait-il pas d'éviter des coûts qui s'avéreraient par la suite inutiles ?

Réponse : Le raccordement est toujours envisagé avant une augmentation de puissance. À court terme, le raccordement de ces communautés n'est pas économique. À long terme, avec le besoin de nouvelles installations, le raccordement serait envisageable.

(HQD-2 doc. 1, page 22-24) Projets de JED (jumelage éolien diesel) : HQD envisage réaliser deux projets de JED à haute pénétration au Nunavik (à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq) : les résultats des campagnes anémométriques sont attendus pour la fin 2008. En fonction des résultats des projets pilotes, le Distributeur réalisera éventuellement, d'ici 2017, du JED à haute pénétration dans tous les réseaux autonomes du Nunavik, (à tout le moins à Aupaluk, Umiujaq, Ivujivik, Tasiujaq et Quaqtac) si de tels projets sont accueillis favorablement par les milieux concernés.

(HQD-2 doc. 1, p. 27-28) Le site de Kangiqsualujjuaq a été choisi car il présente un des meilleurs potentiels éoliens. En outre, les récents travaux d'automatisation y faciliteront l'intégration de l'éolien.

(HQD-2 doc. 1, p. 26-27) "Le Distributeur a effectué deux campagnes anémométriques de 18 mois chacune, une à Inukjuak et l'autre à Whapmagoostui. Le projet de JED le plus prometteur, à Inukjuak, a été reporté étant donné la volonté de la communauté d'étudier un projet hydroélectrique. Le projet de JED à Whapmagoostui a lui aussi été reporté. La communauté crie de Whapmagoostui est jumelée à la communauté inuit de Kuujjuarapik. Cette situation a pour effet de complexifier et d'allonger le processus de consultation visant à obtenir un accueil favorable du projet. Le raccordement futur de la communauté au réseau intégré et le développement éventuel de parcs éoliens de grande puissance dans cette région militent également en faveur du report du JED pour ce réseau. Le Distributeur réalisera ses projets pilotes là où il pourra le faire le plus rapidement."

(HQD-2 oc. 1, p. 25) HQD pourrait, par un raccordement, desservir le réseau de l'île d'Entrée par le réseau JED de Cap-aux-Meules.

HQD pense réaliser un projet de JED à faible pénétration aux Iles de la Madeleine (Cap-aux-Meules) soit moins de 10 MW de puissance éolienne, considérant "l'inquiétude du milieu face à un projet plus important", relativement à la puissance thermique installée de 67 MW.

(HQD-2 doc. 1, p. 24) "Une tentative de mise en oeuvre de JED à l'île d'Entrée s'est soldée par un échec, suite au refus des citoyens de laisser installer des éoliennes sur l'île. Une tour anémométrique a toutefois été installée et démantelée par la suite. Le Distributeur a pu recueillir une année de données."

(HQD-2 doc. 1, p. 27) 6.2.3 Stratégie retenue pour le Nunaik – horizon 2010

une augmentation de puissance sera requise à Inukjuak et une rénovation majeure de la centrale de Tasiujaq sera nécessaire. En outre, la Régie a autorisé la construction d'une nouvelle centrale à Kuujjuaq, dont la mise en service est prévue en 2010.

"La nouvelle centrale de Pivirmituk n'est plus requise, une rénovation de la centrale existante suffisant, il faudrait par contre une nouvelle centrale à Akulivik pour 2012, étant donné l'augmentation de la charge plus importante que prévu. HQD prévoit soumettre ce projet pour autorisation de la Régie, en 2009.

(HQD-2 doc. 1, p. 28) 6.2.4 Stratégie retenue – horizon 2017

“Des augmentations de puissance devront être apportées à Kuujjuarapik, Puvirnituaq, Salluit, Kangiqsujaq et Kangirsuk. Mise à part la production thermique, la stratégie d’approvisionnement prévoit le recours au JED et, éventuellement, au jumelage hydraulique-diesel.”

6.3.4 Stratégie retenue Basse-Côte-Nord – horizon 2017

(HQD-2 doc. 1, p. 29-30) Le réseau du Lac Robertson dessert la population de la Basse-Côte-Nord, en aval de La Romaine. Par ailleurs, trois centrales thermiques assurent la relève, en cas de panne à la centrale hydroélectrique. Ces centrales sont situées à Blanc-Sablon, St-Augustin et à La Tabatière.

Aucun programme d’utilisation efficace de l’énergie, visant l’utilisation du mazout comme source de chauffage, n’est offert à la clientèle du réseau du Lac Robertson. À La Romaine, le programme d’utilisation efficace de l’énergie en vigueur s’adresse uniquement à la clientèle résidentielle.

À La Romaine, une augmentation de la puissance serait requise en 2014 ; la centrale aura atteint la fin de sa vie utile aux environs de 2011. Le raccordement semble pour l’instant le projet le plus intéressant pour l’alimentation des clients de La Romaine. À plus long terme, pour La Romaine, en plus du raccordement au réseau intégré par une ligne de distribution, les autres stratégies suivantes sont en évaluation : la construction d’une nouvelle centrale, la rénovation majeure de la centrale actuelle ou la construction d’une ligne de transport, pour une mise en service entre 2011 et 2014.

Pourquoi ne pas réaliser l’option la plus intéressante le plus tôt possible ?

6.4.3 Stratégie retenue Anticosti – horizons 2010 et 2017

(HQD-2 doc. 1, p. 31) En maintenant le programme d’utilisation efficace de l’énergie actuel, aucune augmentation de la puissance installée (2,8 MW) n’est requise à Port-Menier, sur tout l’horizon envisagé.

6.6.3 Stratégie retenue Schefferville – horizon 2010

(HQD-2 oc. 1, p. 33-34) “Le Distributeur prévoit poursuivre la réfection majeure de la centrale de Menihek. Il prévoit également reconstruire la totalité du réseau de transport entre la centrale et Schefferville, ainsi qu’une partie importante du réseau de distribution existant... HQD poursuit sa réflexion sur le moyen à privilégier pour assurer la fiabilité de l’alimentation électrique : construction d’une centrale thermique en réserve froide, installation de groupes électrogènes de secours à certains endroits stratégiques ou délestage de certaines charges... quatre groupes électrogènes de secours assurent présentement l’approvisionnement, pendant la réfection du groupe 3 et en cas de nouvelle panne sur un des deux autres groupes de la centrale Menihek.

(HQD-2 oc. 1, p. 34) “Aucun programme d’utilisation efficace de l’énergie, visant l’utilisation du mazout comme source de chauffage, n’est offert à la clientèle de Schefferville.”

6.6.3 Stratégie retenue – horizon 2010

(HQD-2 oc. 1, p. 34) La centrale de Menihek suffira à répondre aux besoins de la communauté à l'horizon 2017.

- * Nous considérons qu'HQD devrait évaluer en priorité les projets visant à relier au réseau intégré les réseaux de Clova (530 kW en 2006) et Opiticiwan (4,9 MW) afin d'éviter le cas échéant les accroissements de capacité des centrales thermiques avec les coûts sous-jacents. Nous remettons en cause le fait que le raccordement de ces deux réseaux ne soit pas économique à court terme mais qu'il le deviendrait à long terme soit d'ici 2017, HQD devrait prouver sérieusement son assertion.

- * De manière générale HQD devrait chercher avant de rénover ou d'accroître la capacité des centrales thermiques dans les réseaux autonomes à implanter des solutions de remplacement viables (implantant des moyens de production faisant appel à des sources d'énergie renouvelables, ou reliant les réseaux autonomes au réseau intégré lorsqu'économiquement rentable) qui réduisent la dépendance envers le pétrole et présentent potentiellement un coût global potentiellement inférieur tout en réduisant les risques à long terme (considérant l'instabilité des prix du pétrole et l'épuisement graduel de cette ressource non renouvelable).

- * Nous pensons qu'HQD doit en priorité, tel que demandé par la Régie (HQD-2 oc. 1, p. 25-36) penser à relier au réseau intégré les réseaux autonome, à y installer des centrales hydrauliques ou des parcs éoliens en valorisant l'énergie excédentaire qui pourra répondre en complémentarité aux besoins du réseau intégré. Ainsi les investissements plus importants pourront être amortis grâce à la production excédentaire de manière à réduire les coûts de production propres aux réseaux autonomes, qui sont en bonne partie assumés par les clientèles régulières du réseau intégré.

- * Selon l'étude réalisée par HQD dans les années 1990 (HQD-3 doc. 11 annexe 6) une majorité (soit 11 villages) des 14 villages inuits du Nouveau-Québec pourrait tirer profit

d'installations hydroélectriques ou éoliennes permettant de répondre à au moins la moitié des besoins des réseaux autonomes, lorsque rentable, et de potentiellement exporter l'excédent d'énergie vers le sud. On peut se demander pourquoi H.Q. n'est pas allé de l'avant avec ce type de projets, considérant qu'une majorité s'avéraient rentables ?

* De même l'étude "Technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les réseaux autonomes", réalisée pour le compte d'HQD (HQD-3 doc. 1, annexe 3) en 2006 par le centre Hélios, permet de comparer sous l'angle de la planification intégrée des ressources diverses options durables.

(p. 138-139) "Les énergies renouvelables nécessitent généralement un investissement initial plus important et des coûts d'opération beaucoup plus faibles que les énergies traditionnelles, ce qui contribue à une comparaison inexacte avec le diesel en termes de coûts futurs. Le risque associé aux coûts des carburants pour chaque technologie est également non comptabilisé. La nature imprévisible des prix de combustibles fossiles signifie qu'un choix basé principalement sur une prévision des coûts d'ingénierie favorise indûment l'utilisation de carburants... La perspective retenue lors de l'élaboration des fiches a été celle d'une planification intégrée des ressources, c'est-à-dire que les observations et calculs s'appuient sur une vision globale des impacts économiques et environnementaux de chaque technologie. L'analyse tient donc compte du coût total et des répercussions environnementales sur la société de chacune des options... Il faut également garder à l'esprit que des mécanismes financiers novateurs et une réglementation innovatrice tels que le recours obligatoire aux systèmes collectifs d'énergie pourraient s'avérer essentiels au succès économique et politique de certaines options."

(p. 141-143) "seulement quelques technologies sont recommandées en vue de l'évaluation de leurs avantages et inconvénients : le chauffage urbain, les microturbines, l'hydrocinétique (bien qu'elle n'ait pas encore atteint un niveau commercial), la demande différable et les fournaies efficaces et aux granules pour le chauffage. Les prochaines sections présentent une analyse sommaire des résultats... En général, l'option cogénération, si elle est disponible, demeure très avantageuse, car la vente de la chaleur peut réduire le coût d'électricité de façon importante, comme par exemple pour les microturbines où le coût de revient estimé baisse de 47 à 23 ¢/kWh... Les petites éoliennes offrent des facteurs d'utilisation assez bas, ce qui les désavantage par rapport aux grandes éoliennes ou autres technologies. Leur coût de revient n'est pas plus bas que le diesel, mais elles peuvent quand même apporter une réduction modeste en consommation de diesel sans augmenter le coût total du système. L'hydrocinétique serait faisable seulement en présence d'un cours d'eau suffisamment grand pour avoir des débits significatifs en hiver. Toutefois, ses coûts attrayants en font une option fort intéressante, malgré le fait qu'il n'y ait que quelques projets pilotes jusqu'ici."

(p. 144) "La question des technologies de stockage énergétique a été abordée avec une attention particulière pour la problématique reliée à l'éolien à haute pénétration. Lorsque des conditions de vents à haute vitesse coïncident avec une faible demande (la nuit, par exemple), des quantités

importantes d'énergie seraient perdues, à moins que des technologies de stockage efficaces (ou leur équivalent fonctionnel) puissent être intégrées... Ainsi, il serait également important de faire le point sur l'état de développement et des coûts de ces nouvelles technologies avant que la conception d'installations éoliennes ne soit arrêtée. Les batteries redox au vanadium, développées par l'entreprise canadienne VRB Power Systems (C.-B.) se montrent particulièrement intéressantes dans ce contexte. Le Conseil national de recherche a récemment acquis une unité VRB pour évaluer son potentiel dans le cadre du jumelage diesel-éolien dans les réseaux autonomes"

(p. 145) "Quant au coût de revient des options de génération d'électricité, le biodiesel, les petites éoliennes, l'énergie des vagues et les microturbines sans cogénération se trouvent au même niveau que les groupes électrogènes, au prix courant du diesel. Les microturbines (et les groupes électrogènes) avec cogénération, l'énergie marémotrice, le biogaz et l'hydrocinétique sont moins coûteux que les groupes électrogènes, tandis que les coûts du photovoltaïque et de la cogénération avec biomasse sont clairement plus élevés suivant les méthodes simplifiées de calcul. En ce qui concerne le stockage, seuls les options « air comprimé » (en combinaison avec des turbines) et « pompage hydraulique » semblent intéressantes d'un point de vue économique, dans cette première évaluation."

(p. 146) " Après cet examen des différentes nouvelles technologies, il en ressort que les options les plus intéressantes d'un point de vue économique et technique seraient :

1. Le chauffage central urbain avec cogénération (en utilisant le diesel comme carburant) lorsque la configuration géographique de la communauté le permet, ou surtout lorsqu'un nombre important de nouveaux édifices seront construits ;
2. Les microturbines décentralisées à cogénération; et
3. Les technologies hydrocinétiques, lorsqu'elles seront matures...

À ces options s'ajoutent bien sûr des technologies bien connues comme la petite hydraulique et l'éolien de haute pénétration. À la lecture de la stratégie énergétique récemment rendue publique par le gouvernement du Québec, il semble clair que les projets de jumelage diesel-éolien iront de l'avant assez rapidement."

* À l'instar des auteurs de la présente étude nous pensons qu'HQD ne doit pas écarter la possibilité de faire de la cogénération dans les réseaux autonomes et doit considérer la possibilité, dans la mesure où cela apparaît nettement rentable, relativement au coût actuel de produire avec des centrales au mazout (dont le coût unitaire revient dans l'étude à 40¢/kWh (prix qui devrait être actuellement plus élevé considérant que le prix du litre de mazout, au Nunavik, était de 1,45\$/litre de novembre 2007 à février 2008 selon les données disponibles sur le site de la Régie de l'énergie) , de produire l'électricité en cogénération et d'utiliser la chaleur pour des fins de chauffage urbain, notamment lorsqu'il s'agit de nouveaux développements ou de villages où les systèmes de chauffage des résidences et bâtiments doivent majoritairement être changés.

L'étude en question a le mérite de mettre en lumière des solutions à la fois économiques et bénéfiques pour l'environnement (voir annexe 1, p. 149 à 152), nous pensons qu'HQD ne doit pas constituer un frein à l'application de solutions économiques et viables en oeuvrant en coopération avec les communautés afin de répondre adéquatement à sa mission première qui est de répondre

aux besoins énergétiques du Québec, ce qui est plus évident encore dans les réseaux autonomes où HQD contrôle l'ensemble des fonctions des réseaux d'électricité, d'autant qu'HQD subventionne déjà les clientèles les plus au nord, pour réduire leur coût de chauffage au mazout.

* **Une option de stockage à évaluer sérieusement** : Les batteries redox au vanadium, développées par l'entreprise canadienne VRB Power Systems (C.-B.) nous apparaissent en première analyse une option de stockage prometteuse qui pourrait constituer le maillon manquant pour accroître l'autonomie énergétique des réseaux autonomes. VRB a collaboré avec le National Renewable Energy Laboratory (NREL) pour ajouter un module "Flow Battery" du logiciel NREL's Homer. Le logiciel permet d'optimiser le design et la gestion d'un réseau électrique combinant diverses sources d'énergie fournissant des charges électriques ou thermiques. Le logiciel fournit une évaluation technique et économique des diverses options incluant les émissions évitées. On peut obtenir une version gratuite du logiciel à l'adresse : www.nrel.gov/homer. La version 2.2 contiendra en standard l'option de batteries VRB.

Selon le document "The VRB Energy Storage System : Remote Area Power Supplies (RAPS), 7/07/2006" disponible sur le site Internet de la compagnie VRB de C.B., l'efficacité des génératrices au diesel peut diminuer de moitié lorsque l'on passe d'une capacité de 90% (0,26 Litres mazout/kWh) à une capacité de 15% (0,39 Litres/kWh) de sorte qu'on peut réduire la consommation de mazout (et les émissions polluantes) et les coûts de fourniture électrique en utilisant des batteries que l'on charge lorsque l'on fait tourner à pleine capacité la génératrice, et que l'on décharge pour fournir la demande d'électricité hors pointe alors que la génératrice au diesel est mise au repos.

Le logiciel Homer nous indique aussi qu'il serait optimal d'utiliser de 4 à 6 éoliennes (Vestas V47 de 660 kW) dans un réseau comprenant deux génératrices au diesel de 1,5 MW et une autre de 0,5 MW, afin de répondre à la pointe de 2,2 MW ; si la vitesse moyenne du vent est de 5 m/s (18 km/heure) la capacité de stockage optimal est de 0,5 MW, alors qu'elle est de 0,75 MW pour une vitesse de vent de 6 m/s (21,6 km/hre) et plus.

Les batteries VRB peuvent avoir une capacité pouvant atteindre 10 MW, aussi elles peuvent être rechargées au moins 10 000 fois (durée de vie d'au moins 27,4 ans à raison d'une charge et décharge par jour) et ont une efficacité de 75% (75% de l'énergie de charge est retournée en décharge).

Les batteries VRB sont présentement utilisées dans une "ferme éolienne" d'Irlande de 30 MW : les batteries renvoient une charge de 2 MW pendant 6 heures (3 MW à très court terme).

* Donc nous pensons qu'HQD devrait faire évaluer très sérieusement les avantages des batteries VRB lorsqu'elles sont utilisées dans des réseaux JED (éoliennes/diesel); il faudrait évaluer le rôle des batteries dans la stabilisation de l'onde électrique et peut-être dans la réduction du niveau de réserve requis en réseaux autonomes (si le temps de réparation des génératrices est court).

IV) Incertitude, minimisation des coûts d'approvisionnements et planification intégrée des ressources

a) Minimisation des coûts d'approvisionnement et Planification Intégrée des ressources (PIR) :

(p. 37) (HQD-1 doc. 2, p. 15) point 31 : la Régie demande de démontrer que la stratégie d'approvisionnement assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce au plus bas coût possible compte tenu des risques, pourquoi ne fournissez vous pas de preuve de minimisation de coûts : voir nos questions dans la partie A, relativement à la minimisation des coûts ainsi que :

Q. 45.a : Nous considérons donc que la preuve de minimisation des coûts d'approvisionnement est inadéquate : présentez-nous les coûts des différents moyens d'approvisionnements et des options possibles, avec la preuve que votre stratégie d'approvisionnement permet vraiment de minimiser les coûts ?

Réponse : En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur doit acquérir ses approvisionnements « *sur la base du prix le plus bas [...] en tenant compte du coût de transport applicable* » (art. 74.1). La Régie approuve les contrats de long terme attribués par appel d'offres et s'assure, au moyen d'un suivi spécifique, que les achats de court terme effectués le sont au meilleur coût.

Enfin, la Régie exerce encore un jugement sur les coûts des approvisionnements au moment où elle fixe les tarifs du Distributeur. Voir également R-3550-2004, HQD-5, Document 1.2, p. 14-16. ??? ***

HQD-3 doc. 2 : Q. 45.b : Considérez-vous que l'on puisse faire de la planification intégrée des ressources sans considérer le coût des diverses options d'approvisionnement ?

Réponse : La *Loi sur la Régie de l'énergie* ne prévoit pas la « *planification intégrée des ressources* ».

Nous divergeons d'opinion par rapport à HQD quant à l'interprétation qu'elle fait de la demande spécifique de la Régie de prouver qu'HQD gère les approvisionnements au plus bas coût possible compte tenu des risques. La Régie, lorsqu'elle veut une preuve de minimisation de coûts, demande plus que de prouver qu'individuellement les contrats sont obtenus au meilleur coût possible; elle demande que l'ensemble des approvisionnements soient gérés par HQD de manière à minimiser les coût global d'approvisionnement tout en couvrant l'ensemble des risques qui peuvent se présenter (défaut de fourniture, problème de transport, variation

inattendue de la demande etc.). Donc HQD doit faire une gestion intégrée et coordonnée des approvisionnements au meilleur coût possible.

Ce concept est du même ordre que la Planification intégrée des ressources, dans la mesure où la minimisation des coûts d'approvisionnement doit aussi se faire dans une vision de long terme, en accord avec le concept de développement durable qui est spécifié comme un objectif clair de la LRÉ à son article 5. en ce sens nous pensons que la Régie peut explicitement requérir d'appliquer une Planification des Ressources afin de respecter la LRÉ : à cette fin dans la sélection des moyens d'approvisionnements il est possible de considérer des coûts sociaux et environnementaux propres à chaque source d'approvisionnement (comme le propose la Communauté Européenne) puis ayant retenu les sources d'approvisionnement qui présentent les coûts globaux (coût économique, sociaux et environnementaux) les plus faibles il s'agira dans un second temps de gérer à court et moyen terme l'utilisation des différentes ressources disponibles de manière à minimiser les coûts d'approvisionnements.

Une application souhaitable de l'approche de Planification intégrée des ressources consisterait à appliquer une démarche bien ordonnée lorsqu'HQD veut tester des solutions novatrices comme le JED : considérant les quelques échecs rencontrés dans les réseaux autonomes nous pensons qu'HQD devrait suivre une démarche systématique en commençant par soumettre à la consultation un panier de solutions viables, puis en vérifier l'acceptabilité sociale des solutions présentées, pour retenir les solutions socialement acceptables qui offrent les meilleurs avantages économiques et environnementaux. Cela éviterait de réaliser des études de faisabilité ou des études anémométriques, à grand frais, pour se voir indiquer par la population par la suite que ce genre de solutions ne les intéresse pas.

Minimisation des coûts en situation d'incertitude :

Maintenant comment tenir compte des risques et incertitudes dans la gestion des approvisionnements. Il y a plusieurs approches à cette fin, on peut consulter par exemple :

“Approaches for performing uncertainty analysis in large-scale energy/economic policy models”
Antje Kann and John P. Weyant *Energy Modeling Forum, Stanford University*, Environmental Modeling and Assessment 5 (2000) 29–46.

En théorie l'on veut Minimiser l'espérance des Coûts d'approvisionnements à court et long terme, ce qui demande de spécifier la distribution de probabilité des prix et quantités demandées ou offertes. Comme on peut le voir du prochain tableau les coûts d'ajustements liés aux achats sur les marchés de court terme (hausse imprévue de la demande Q+) ou liés à la revente ou à la suspension de contrats liées à une baisse imprévue de la demande (Q-) peuvent être assez importants à moyen terme (terme de 5 ans environ) soit sur l'horizon où l'on peut faire appel à de nouveaux contrats de long terme.

Par exemple dans le cas A nous pouvons avoir, un excès de demande imprévue (Q + = 10 TWh) qui se présente disons sur 3 ans et une baisse de demande qui se présente les deux autres années (Q- = -5 TWh) à la colonne Écart de prix 1 nous avons le surcoût, relativement au coût des approvisionnements de long terme, si nous payons 2,5¢/kWh de plus pour les approvisionnements de Court Terme pour le 10 TWh en plus, et si nous perdons 1¢/kWh pour l'énergie en trop, soit 5 TWh, que nous revendons à perte, les deux éléments totalisant 300 M\$. Pour la colonne Écart de prix 2 nous payons un excédent de 1¢/kWh pour le 10 TWh et perdons 1¢/kWh pour le 5 TWh de trop, ainsi de suite. Puis à la colonne Prob. prix 1 nous faisons la somme pondérée par les probabilités des écarts de prix aux colonnes Écart de prix 1, 2 et 3.

T4 Coûts excédentaires d'approvisionnement en situation d'incertitude

Coût en incertitude M\$	Q+	Q-	Écart PRIX 1	Écart PRIX 2	Écart PRIX 3	Prob. Prix 1	Prob. Prix 2	Prob. Prix 3
Cas	en TWh	en TWh	Hausse de coût approvisionnement			Hausse coût d'appro. probabiliste		
A	10	-5	300	150	225	255	216	225,6
B	7,5	-7,5	262,5	150	262,5	240	235,5	241,8
C	5	-10	225	150	300	225	255	258
D	60% A, 20% B et C		277,5	150	247,5	246	227,7	235,32
E	20%A, 60%B, 20% C		262,5	150	262,5	240	235,5	241,8
F	20% A et B, 60% C		247,5	150	277,5	234	243,3	248,28

en ¢/kWh	Q+	Q-	Probabilité d'écart de prix		
			Écart PRIX 1	Écart PRIX 2	Écart PRIX 3
Écart PRIX 1	2,5	-1	0,6	0,2	0,2
Écart PRIX 2	1	-1	0,2	0,6	0,2
Écart PRIX 3	1	-2,5	0,2	0,2	0,6

Si la probabilité est plus forte d'avoir un écart de prix plus élevé pour la demande excédentaire que la baisse de prix sur la revente, soit Prob. prix 1, alors le coût espéré sera d'autant plus élevé que nous aurons une forte chance d'avoir un excédent de demande à rencontrer, ce qui correspond au

cas D par exemple; avec Prob. prix 1, on obtient un coût espéré de 246 M\$, nous minimiserions alors le coût espéré en augmentant l'approvisionnement de long terme, et en écoulant les surplus plutôt que d'attendre à devoir payer des approvisionnements de court terme pour rencontrer les excédents de demande imprévu, ce qui nous ferait passer aux cas F avec un coût espéré de 234 M\$, toujours avec Prob. prix 1. Inversement si la perte sur la revente était plus importante que le surcoût pour répondre à un excédent de demande, soit Écart Prix 3, alors il serait optimal d'éviter toute surcapacité (qui autrement nous donnerait un coût espéré de 248,28 M\$ au lieu de 235,32 M\$) et de faire appel aux marchés de court terme pour répondre à la demande excédentaire.

Donc selon la distribution de probabilité des prix de revente, des prix d'achat de court terme et la distribution de probabilité de la demande excédentaire ou déficitaire, il faudra adapter la stratégie d'approvisionnement de manière à minimiser le coût espéré d'approvisionnement.

Les aléas de la demande à rencontrer :

HQD nous indique que TransÉnergie doit disposer des équipements de transport de manière à répondre à 2 écarts type de la demande en puissance de pointe (4 000 MW en 2008, mais ce montant est gardé constant sur tout l'horizon de prévision alors que l'on devrait s'attendre à ce que cette mesure croisse à mesure que s'accroît la demande en pointe.

Nous notons (HQD-1 doc. 2 p. 75) qu'un écart type de l'aléa climatique = 1,9 TWh alors que l'effet sur la demande des conditions les plus froides (chaudes) historiquement rencontrées impliquerait une hausse (baisse) de demande de 3,5 TWh (4,3 TWh).

Aussi l'aléa sur la prévision de la demande s'accroît avec les années (7,1 TWh en 2012 (HQD-1 doc. 2, p. 80) tout comme l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen augmente avec le temps. Les scénarios fort et faible, d'encadrement équivalent à environ 80% de l'aléa prévisionnel, par contre les scénarios fort et faible sont obtenus à l'aide de modèles technico-économiques utilisés par HQD pour prévoir la demande, alors que l'aléa prévisionnel est obtenu par des simulations Monte-Carlo sur des équations économétriques de demande simplifiées.

Il serait possible d'estimer les erreurs prévisionnels des modèles technico-économiques en calculant ex-post les écarts entre les prévisions et les réalisations ce qui nous assurerait d'une certaine cohérence entre le scénarios d'encadrement et l'estimation de l'aléa prévisionnel.

T5 Scénarios d'encadrement de la demande d'énergie (80% de l'aléa prévisionnel)

Demande en TWh HQD-1 doc. 2 p. 73	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Scénario faible	170,1	168,1	168,4	168,6	168,3	169	168,6	168,7	169	169,9	172,1
Scéanrio moyen	171,8	170,9	173,6	176,8	178	180,3	181,3	182,6	184	185,9	186,9
Scénario fort	172,9	175	177,6	181,9	184,7	188,3	190,4	192,9	195,5	198,4	200,2
Écart Moyen/faible en TWh	1,7	2,8	5,2	8,2	9,7	11,3	12,7	13,9	15	16	14,8
Écart Moyen/Faible en %	1,00 %	1,67 %	3,09 %	4,86 %	5,76 %	6,69 %	7,53 %	8,24 %	8,88 %	9,42 %	8,60 %
Écart Fort/Moyen en TWh	1,1	4,1	4	5,1	6,7	8	9,1	10,3	11,5	12,5	13,3
Écart Fort/Moyen en %	0,64 %	2,40 %	2,30 %	2,88 %	3,76 %	4,44 %	5,02 %	5,64 %	6,25 %	6,72 %	7,12 %

Critère de fiabilité en énergie et en puissance : en prouvant qu'HQD dispose des moyens pour répondre à un écart type de l'aléa total en énergie et en puissance, HQD nous assure de pouvoir répondre à environ 68,2% de la distribution de probabilité, autour de la moyenne; le 31,8% des cas probables restants ne sont donc pas directement traités dans cette cause sur les approvisionnements. HQD doit disposer d'une marge de manoeuvre accrue dont on ne connaît pas la teneur afin de pouvoir répondre à des écart plus importants, à la hausse comme à la baisse. Nous pensons qu'HQD devrait prouver qu'elle dispose des ressources suffisantes pour répondre à des écart d'au moins deux écarts types, on couvrirait alors 95,44% des cas probables et le processus de gestion des aléas serait selon nous plus transparent et rassurant. Nous savons par exemple que l'aléa climatique maximal est d'environ le double de l'écart type, ce qui n'est pas négligeable. Enfin le niveau d'aléas de puissance à la pointe est inférieur (1 620 MW à l'horizon 2017 selon HQD-1 doc. 2, p. 77) à l'aléa auquel TransÉnergie doit pouvoir répondre (4 000 MW); il nous semble que pour être consistant avec les exigences imposées à TransÉnergie il faudrait exiger qu'HQD nous prouve que les approvisionnements en puissance

de pointe puisse répondre à des aléas de 2 écart types, afin de nous garantir une meilleure sécurité d'approvisionnement.

b) Critères pour décider des appels d'offre :

Nous croyons pertinent d'établir, à l'invitation nous croyons de la Régie, un ensemble de critères génériques, quitte à rajouter des critères pour traiter des appels d'offre spécifiques visant à répondre par exemple à des demandes précises du gouvernement québécois.

L'utilisation de plusieurs critères de sélection requiert que l'on s'attarde sur la pondération que l'on accordera aux divers critères ou sur la priorité à donner à certains critères.

1) À la base et dans l'idéal, et prioritairement, nous pensons que l'on doit prendre en compte le coût global de chaque option présentée ou étudiée, le coût global comprenant le coût économique total, soit le coût d'acquisition, le coût d'opération et de maintenance sur toute la durée de vie, le coût de disposition en fin de vie, le coût de transport associé, etc., ainsi que le coût social et environnemental associé à la production, à l'exploitation et à la disposition du moyen de production et des équipements de transport associé.

2) L'acceptabilité sociale et environnementale des contrats est tout aussi importante.

L'acceptabilité sociale des contrats doit être vérifiée avant que les contrats ne soient accordés.

La Télévision de Radio-Canada (Nouvelles du 24/02/2008) nous a informé de l'opposition de la population de St-Jacques le Mineur en Montérégie, à un projet de parc éolien de la compagnie Énergex, qui avait soumissionné auprès d'H.Q. avant même d'avoir consulté la population. Le Vice-Président de l'entreprise déclarait que l'entreprise pouvait difficilement consulté avant d'avoir soumis sa proposition considérant la vive concurrence impliquée dans le processus d'appel d'offre

(65 promoteurs ayant soumissionné). En théorie H.Q. demande à chaque promoteur de vérifier que son projet soit accepté par la population visée. Mais on voit que dans les faits la concurrence peut nuire au processus de vérification de l'acceptabilité sociale des projets.

Ou bien HQD s'assure que l'acceptabilité sociale des projets est rencontrée au moment du dépôt des appels d'offre, ou bien HQD devrait procéder en deux étapes, une première étape où les promoteurs soumettent leur projet avec les données économiques et l'engagement d'une démarche ultérieure et rigoureuse de vérification de l'acceptabilité sociale et environnementale du projet, puis les promoteurs retenus en première hase et dont les projets reçoivent l'appui de la population tout en se conformant aux normes environnementales, pourrait compléter leur dossier auprès d'H.Q. et signer le contrat d'engagement de fourniture à long terme.

3) Les caractéristiques du contrat en terme de puissance, d'énergie, de qualité et de fiabilité devraient permettre de répondre en tout temps avec la meilleure assurance possible à demande que l'on veut satisfaire, en complétant adéquatement le panier d'approvisionnement d'HQD. Les conditions du contrat doivent nous assurer de l'imputabilité et de la responsabilité du fournisseur d'électricité tout le long de la période contractuelle.

4) Il faut tenir compte de l'incertitude liée aux prix et aux quantités fournies (puissance et énergie) tenant compte des risques de retard de mise en service, de panne ou de faillite.

HQ-3 doc. 1 annexe 3, page 147 : " Dans la mesure où des technologies de longue vie utile semblent intéressantes, par exemple le chauffage urbain ou le photovoltaïque, leurs coûts de revient devraient être recalculés avec une méthode qui tient compte de la durée de vie du matériel. On devrait également évaluer le risque de hausses du prix des carburants fossiles. Ce recalcule devrait être basé sur des méthodologies qu'Hydro-Québec emploie pour évaluer ses propres investissements à long terme."

Si l'on considère par exemple le contrat de TCE au moment de l'acceptation de l'offre on avait prévu un prix d'environ 6¢/kWh pour sa mise en service en 2007; dans les faits le coût d'approvisionnement avec TCE fut en réalité supérieur à 10¢/kWh en 2007 suite à la hausse des

prix du gaz naturel. La prise en compte du risque sur le prix du gaz naturel aurait pu nous amener à privilégier un autre mode de production, même plus coûteux au départ mais dont le coût restait stable dans le temps ou évoluait raisonnablement.

4) La flexibilité du contrat en regard de l'entrée en vigueur du contrat, de la possibilité de suspendre temporairement le contrat au moindre coût pour HQD devrait être pris en compte si la demande possède une bonne marge d'incertitude et qu'il y a des coûts d'ajustement de l'offre significatifs (revente, suspension de contrats...)

5) Les retombées économiques des contrats d'approvisionnement sont pour nous un critère important, on devrait viser à maximiser les retombées des contrats et la création d'emploi au Québec, considérant que les coûts de ces contrats sont assumés en bout de ligne par les clientèles régulières.

Richard Dagenais, chercheur pour l'ACEF de Québec.

