

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DU GRAME**

1. Coût du service de HQD : distribution et services à la clientèle

Référence : HQD-1, doc. 1, p. 9 de 21.

« (...) la prise en charge du réseau de distribution de Shefferville et la vente de la filiale HydroSolution auront pour impact d'augmenter les charges d'exploitation du Distributeur de 4 M\$ et 3 M\$ respectivement. »

Q 1.1) Le Distributeur peut-il expliquer le contexte de cette prise en charge? Il y a accroissement des coûts, mais quelle est la situation pour les revenus?

Réponse:

Voir la réponse à la question 12.1 de l'ACEF à la pièce HQD-14, document 1.

2. Approvisionnements, tarification différenciée dans le temps et en temps réel, efficacité énergétique et gestion de la demande

Référence : HQD-1, doc. 1, p. 6 de 21.

« Les achats en électricité représentent à eux seuls plus de 77% de la hausse du coût de service. Ainsi, au seul chapitre des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, il est prévu des achats de 8,6 TWh en 2006 d'une valeur de 754 M\$, soit plus de 392 M\$ supérieur à ce qui est actuellement prévu pour 2005. »

Q 2.1) Combien pourrait théoriquement sauver HQD durant l'année 2006 dans ses coûts d'approvisionnement si elle était capable d'obtenir de sa clientèle un effacement de la pointe de **respectivement 500 MW, 1 500 MW et 3 000 MW durant respectivement les 300 heures et les 1 000 heures les plus coûteuses** dans un scénario où il s'agirait de **réductions nettes et réelles de la demande** dans un contexte où les consommateurs (résidentiels, commerciaux et industriels) répondraient à un appel induisant des mesures d'efficacité énergétique additionnels en réponse à une demande ponctuelle du Distributeur? Veuillez détailler les hypothèses ayant servis à vos calculs, incluant les quantités d'électricité (GWh) présumées économisées et les coûts pour chacun des différents approvisionnements évités. L'impact sur les coûts de transport ou tout autre coût doit également être évalué. Il faut évidemment supposer que les contrats d'approvisionnement auraient prévu des closes permettant de renoncer à ces achats sans pénalités.

Réponse:

Tel qu'indiqué dans le dernier État d'avancement du Plan 2005-2014, déposé à la Régie le 19 octobre 2005 (page 31), l'appel au public constitue un moyen de dernier recours que le Distributeur utilise dans des cas extrêmes de fortes charges liées par exemple à des conditions climatiques particulières. De plus, le Distributeur déploiera au cours des prochains mois des efforts de sensibilisation auprès de la population afin de limiter les appels de puissance en période de pointe.

Dans ce contexte, il est tout à fait exclu et complètement irréaliste de pouvoir compter sur des effacements durant 300 heures et plus suite à un appel au public.

Par ailleurs, le Distributeur a déposé à la Régie le 1^{er} septembre 2005, sa demande budgétaire 2006 ainsi que les objectifs qu'il souhaite atteindre en 2006 par ses interventions commerciales.

Q 2.2) Quel serait l'impact sur les coûts d'approvisionnement d'une économie additionnelle (à celles prévues dans le PGEÉ) de 1 TWh répartie uniformément durant l'ensemble de l'année?

Réponse:

Voir la réponse précédente.

Q 2.3) Le Distributeur peut-il refaire le même exercice que les questions 2.1 et 2.2 mais pour l'année 2005?

Réponse:

Voir la réponse 2.1.

Q 2.4) Combien pourrait théoriquement sauver HQD durant l'année 2006 dans ses coûts d'approvisionnement si elle était capable d'obtenir de sa clientèle un effacement de la pointe de respectivement 500 MW, 1 500 MW et 3 000 MW durant respectivement les 300 heures et les 1 000 heures les plus coûteuses dans un scénario où il s'agirait à 40 % de réductions nettes et réelles de la demande et à 60 % de déplacement de la demande dans des périodes moins coûteuses dans un contexte où les consommateurs (résidentiels, commerciaux et industriels) répondraient à un appel induisant des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en réponse à une demande ponctuelle du Distributeur? Veuillez détailler les hypothèses ayant

servis à vos calculs, incluant les quantités d'électricité (GWh) présumées économisées et les coûts pour chacun des différents approvisionnements évités. L'impact sur les coûts de transport ou tout autre coût doit également être évalué. Il faut évidemment supposer que les contrats d'approvisionnement auraient prévu des closes permettant de renoncer à ces achats sans pénalités.

Réponse:

Voir la réponse 2.1.

Q 2.5) Quelle fut la demande en électricité des clients de HQD pour des besoins de climatisation durant les canicules de 2005 (quantité d'énergie consommé et pointes quotidiennes pour tous les jours de juin et juillet)?

Réponse:

Le tableau suivant présente l'estimation des besoins pour la climatisation quotidienne pour la période du 1 juin au 31 août 2005.

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
du GRAME**

**Besoins associés à la climatisation durant la période
du 1 juin au 31 août 2005.**

Date	Energie (MWh)	Pointe (MW)
2005-06-01	8826	692
2005-06-02	14934	1124
2005-06-03	18188	1166
2005-06-04	15263	1139
2005-06-05	14821	966
2005-06-06	16945	1102
2005-06-07	19192	1175
2005-06-08	6745	560
2005-06-09	11291	1003
2005-06-10	26564	1557
2005-06-11	25738	1768
2005-06-12	27480	1732
2005-06-13	36723	1872
2005-06-14	18943	1461
2005-06-15	3681	334
2005-06-16	2095	111
2005-06-17	1213	97
2005-06-18	36	10
2005-06-19	2575	256
2005-06-20	8325	617
2005-06-21	13705	905
2005-06-22	9950	657
2005-06-23	4973	347
2005-06-24	13826	1164
2005-06-25	25908	1640
2005-06-26	25808	1660
2005-06-27	36941	2389
2005-06-28	46261	2516
2005-06-29	36082	1874
2005-06-30	32568	1885
2005-07-01	33140	1980
2005-07-02	10530	852
2005-07-03	12251	998
2005-07-04	25369	1647
2005-07-05	22633	1302
2005-07-06	12628	736
2005-07-07	12981	900
2005-07-08	15734	987
2005-07-09	9061	695
2005-07-10	15709	1372
2005-07-11	38675	2329
2005-07-12	39063	2184
2005-07-13	32201	1749
2005-07-14	29777	1764
2005-07-15	29117	1806

***Réponses à la demande de renseignements no. 1
du GRAME***

**Besoins associés à la climatisation durant la période
du 1 juin au 31 août 2005.**

Date	Energie (MWh)	Pointe (MW)
2005-07-16	24630	1865
2005-07-17	26337	1591
2005-07-18	41626	2363
2005-07-19	43149	2376
2005-07-20	31084	1641
2005-07-21	29029	1769
2005-07-22	27031	1624
2005-07-23	12670	797
2005-07-24	11581	810
2005-07-25	24557	1755
2005-07-26	25909	1368
2005-07-27	13501	964
2005-07-28	10466	744
2005-07-29	12085	771
2005-07-30	9268	643
2005-07-31	10249	759
2005-08-01	18815	1172
2005-08-02	25782	1625
2005-08-03	28478	1741
2005-08-04	31590	2024
2005-08-05	33468	1918
2005-08-06	16408	980
2005-08-07	16901	1281
2005-08-08	30735	1922
2005-08-09	35809	2115
2005-08-10	35126	2299
2005-08-11	27445	1754
2005-08-12	18954	1172
2005-08-13	18062	1214
2005-08-14	14453	955
2005-08-15	19859	1284
2005-08-16	23095	1509
2005-08-17	15459	979
2005-08-18	3928	278
2005-08-19	6721	493
2005-08-20	6795	487
2005-08-21	13186	840
2005-08-22	12543	836
2005-08-23	6452	502
2005-08-24	5969	408
2005-08-25	13253	1002
2005-08-26	17985	1274
2005-08-27	15343	1159
2005-08-28	14836	913
2005-08-29	22520	1547
2005-08-30	26137	1678
2005-08-31	14681	1024

Q 2.6) Quel aurait été, durant l'été 2005, l'impact sur les coûts d'approvisionnement ainsi que la quantité d'électricité consommée, qui aurait résulté d'une économie de 10 % des besoins en climatisation durant respectivement les 50 heures et les 100 heures où les besoins en climatisation ont été les plus forts?

Réponse:

Le prix moyen des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur pour la période du 1^{er} juin 2005 au 31 août 2005 a été de 7,2 ¢/kWh. À ce prix, l'impact sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur, pour une réduction de 10 % des besoins de climatisation, aurait été des baisses respectives d'environ 80 k\$ et de 150 k\$ pour les 50 heures et les 100 heures où les besoins en climatisation ont été les plus forts.

Q 2.7) Quel était le prix d'achat de l'électricité sur le marché spot durant ces même périodes?

Réponse:

Le prix moyen d'achat d'électricité sur le marché DAM (Day Ahead Market) de New-York, du 1^{er} juin 2005 au 31 août 2005, était de l'ordre de 9,2 ¢/kWh.

Pour les 50 heures et les 100 heures où les besoins en climatisation ont été les plus forts le prix moyen des achats d'électricité sur le marché DAM (« Forward » New-York) était de l'ordre de 11,5 ¢/kWh.

Q 2.8) En 1992 Hydro-Québec avait planifié puis retiré un programme qui devait lui permettre notamment de contrôler à distance certains usages (ex : chauffe-eau) en temps réel. Ce projet avait été abandonné avant d'être mis en œuvre. Le Distributeur pourrait-il déposer les études sous-jacentes à l'élaboration de ce programme ainsi que celles qui ont justifié son abandon?

Réponse:

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.

3. Coût du service du Distributeur : budgets d'investissements et coûts du pétrole

Référence : HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21.

« La Régie a, au cours des deux dernières années, refusé les augmentations demandées par le Distributeur dans son budget des investissements, à l'exclusion des investissements associés à la croissance de la demande et aux projets majeurs. (...) les investissements requis pour assurer la pérennité du réseau de distribution. »

Q 3.1) HQD pourrait-il donner dans un tableau les sommes demandées, accordées et refusées au cours de ces deux dernières années?

Réponse:

TABLEAU R-3.1

Investissements pour les projets < 10 M\$

2004	Demande R-3492-2002	Décision D-2004-47	Coupure
Maintien des actifs	242,8	229,0	13,8
Amélioration de la qualité	75,7	28,9	46,8
Croissance de la demande	206,8	197,7	9,1
Respect des exigences	47,9	43,4	4,5
	573,2	499,0	74,2

2005	Demande R-3541-2004	Décision D-2005-34	Coupure
Maintien des actifs	254,6	229,0	25,6
Amélioration de la qualité	33,9	28,9	5,0
Croissance de la demande	247,1	247,1	0,0
Respect des exigences	43,6	43,4	0,2
	579,2	548,4	30,8

Q 3.2) La demande tarifaire de cette année inclut-elle une portion des investissements qui avaient été refusés dans ces deux dernières années à HQD? Si oui, quelle somme est impliquée et pour quels projets?

Réponse:

Dans un premier temps, précisons que la demande tarifaire en cours ne couvre que les projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 10 M\$. Les investissements présentés pour approbation au présent dossier tarifaire ne présentent aucun investissement ayant été refusé au cours des deux dernières années.

Cependant, le Distributeur souligne que dans sa décision D-2004-47, la Régie avait considéré que le programme d'automatisation (ensemble de projets individuels que l'on regroupe en vue d'atteindre certains objectifs communs sur un horizon multi-annuel) était important en terme d'investissements et que son objectif d'amélioration de l'indice de continuité de service méritait d'être étudié plus à fond. Elle a donc demandé au Distributeur de soustraire de sa demande d'autorisation R-3492-2002 les investissements liés à ce programme et de le présenter spécifiquement à la Régie, pour fins d'autorisation en vertu de l'article 73.

Conséquemment, le Distributeur a retranché dans sa demande R-3492-2002, 40,8 M\$ en amélioration de la qualité et a déposé en 2005 un dossier distinct (R-3565-2005) pour lequel la Régie a rendu une décision favorable (D-2005-40) le 29 juillet dernier. Ainsi, des investissements de 24,0 M\$ sont prévus en 2006 pour ce projet.

Q 3.3) Y-a-t-il des investissements qui ont été retardés et qui devront nécessairement être présentés de nouveau au cours des dossiers tarifaires ultérieurs?

Réponse:

Oui. Tel que mentionné aux références suivantes HQD-8, Document 1, page 4 ainsi que HQD-8, Document 1, page 10, le Distributeur a dû retarder, depuis quelques années, certains investissements visant la pérennité de son réseau de distribution

HQD-8, Document 1, page 4 :

"Pour mieux répondre aux préoccupations de la Régie, le Distributeur a entrepris de revoir toutes les hypothèses et

justifications touchant la croissance des investissements visant la pérennité du réseau de distribution. Il prévoit être en mesure de faire la démonstration de ses besoins en maintien des actifs liés au réseau de distribution dans le cadre du prochain dossier tarifaire. "

HQD-8, Document 1, page 10 :

"La moyenne annuelle des sommes investies au cours des cinq dernières années en maintien des actifs du réseau de distribution est de l'ordre de 123 M\$, ce qui de l'avis du Distributeur est insuffisant pour assurer la pérennité du réseau...le Distributeur informe la Régie qu'il revoit présentement son cadre de travail et ses hypothèses afin d'étoffer son dossier argumentaire et de justifier pour l'année 2007 et les suivantes, les autorisations d'investissement indispensables au maintien de la pérennité des actifs du réseau de distribution."

Q 3.4) Quels sont les coûts de la hausse du prix du pétrole pour le Distributeur dans ses principales utilisation par celui-ci (transport, centrales thermiques des réseaux autonomes)? Y-a-t-il un coût accru aux subventions pour le chauffage au mazout dans les réseaux autonomes? Si oui, veuillez détailler.

Réponse:

En ce qui a trait à la hausse du prix du pétrole, voir les réponses aux questions 53.1.et 53.2 de UC à la pièce HQD-14, document 11.

L'évolution du prix du mazout exerce cependant une influence directe sur les montants de compensation versés pour l'achat de mazout. Sur la base des premiers mois de l'année 2005, comparativement à 2004, l'impact de la hausse du prix du mazout serait de l'ordre de 10 à 25 ¢ par litre compensé, selon les territoires.

4. Prévion de la demande

Référence HQD-2, doc.1, page 11 de 16

« Pour ce qui est du tarif D, la majoration des ventes prévues de 344 GWh (66 GWh après normalisation pour les conditions climatiques) s'explique principalement par les mises en chantier résidentielles plus importantes que prévues au second semestre pour l'année 2005 »

Q 4.1) Pourriez-vous nous décrire la part de la majoration des ventes prévue que serait attribuable à des mises en chantier (nouvel abonnement) et celles concernant une conversion vers l'électricité pour le chauffage, et ce pour les différentes clientèles?

Réponse:

Entre la révision présentée au dossier R-3541-2004 et celle présentée au présent dossier, le Distributeur estime que la majoration des ventes prévues pour l'année 2005 attribuable aux mises en chantier résidentielles est d'environ 250 GWh. L'effet attribuable à l'ensemble des conversions de clients au chauffage à l'électricité est de 10 GWh (toutes clientèles confondues).

Référence : HQD-2, doc. 1, p. 13 de 16.

« Le Distributeur retient donc un prix du pétrole brut (West Texas Intermediate) de 54,65 \$US/baril pour 2005 et de 58,47 \$US/baril pour 2006 (...) »

Q 4.2) HQD peut-il donner quelles sont les hausses de la demande pour les deux années 2005 et 2006 qui sont anticipées à cause de la hausse du prix du pétrole relativement à ses évaluations antérieures (dont celles considérées dans R-3550-2004), c'est-à-dire la consommation additionnelle qui découlerait de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité relativement au mazout?

Réponse:

Le Distributeur estime que les ventes d'électricité additionnelles découlant de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité vis-à-vis du mazout dans la présente cause par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004), seraient d'environ 10 GWh pour 2005 et d'environ 15 GWh pour 2006.

Q 4.3) Même question, mais relativement au gaz naturel.

Réponse:

Le Distributeur estime que l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité vis-à-vis du gaz naturel dans la présente cause par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004), n'aurait aucun effet en 2005 mais un impact de 20 GWh sur les ventes d'électricité de 2006.

Le Distributeur tient à souligner que la cause tarifaire 2005-2006 du Distributeur (R-3541-2004) et le Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004) tablaient tous deux sur les mêmes prévisions.

Q 4.4) Ces évaluations sont-elles conformes avec les tendances estimées par le Distributeur dans le dossier R-3550-2004? Sinon, le Distributeur peut-il donner les différences, puis les expliquer?

Réponse:

Oui, les évaluations précédentes sont du même ordre de grandeur que celles fournies par le Distributeur dans le dossier R-3550-2004.

Toutefois, comme le Distributeur le mentionnait dans les réponses aux demandes de renseignements de la cause R-3526-2004 (HDQ-3, document 1, question 1.1, page 3), les prix des combustibles sont utilisés dans des modèles de fonction de choix à équations non linéaires, les résultats d'une variation découlant d'une simulation ne peuvent pas être extrapolés à d'autres variations.

5. Prév́ision de la demande : le choix du critère de température

Q 5.1) Dans le présent dossier, est-ce que le Distributeur a réalisé ses calculs en supposant que le point de chauffe est maintenant de 15°C ou de 18°C?

Réponse:

Dans le présent dossier, le Distributeur a établi la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux à partir d'une moyenne des degrés-jours mensuels de chauffage basés sur une température de référence de 18°C pour le secteur Domestique et Agricole et de 15°C pour le secteur Général et Institutionnel.

Q 5.2) Si la température de référence retenue est belle et bien de 18°C, pouvez-vous nous indiquer les principaux chiffres qui seraient modifiés si l'ancienne température de référence de 15°C était retenue à la place? Quel serait notamment l'impact sur les besoins de chauffage et sur les besoins de pointe?

Réponse:

Le tableau suivant identifie les impacts sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver, dans l'hypothèse où la température de référence de 15°C au lieu de 18°C serait retenue pour le chauffage au secteur Domestique et Agricole. Au global, l'impact sur les besoins en puissance du Distributeur entre la prévision de juin et la simulation effectuée avec une température de 15°C serait donc de -19 MW pour l'hiver 2005-2006.

Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)

Révision de juin 2005 avec degrés-jours base 15°C

Scénario moyen

Comparaison par rapport à la révision de juin 2005

	2005- 2006
Chauffage domestique et agricole	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	10 263
Révision de juin 2005	9 449
Écart	814
Chauffage général et institutionnel	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	3 408
Révision de juin 2005	3 408
Écart	0
Bi-énergie CII (tarif BT)	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	343
Révision de juin 2005	343
Écart	0
Eau chaude domestique et agricole	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	1 703
Révision de juin 2005	1 703
Écart	0
Industriel - PME	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	1 643
Révision de juin 2005	1 643
Écart	0
Industriel Grandes entreprises	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	8 112
Révision de juin 2005	8 112
Écart	0
Autres usages	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	10 500
Révision de juin 2005	11 333
Écart	-833
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	35 972
Révision de juin 2005	35 991
Écart	-19

Q 5.3) Quels secteurs et quels usages seraient surtout touchés?

Réponse:

Voir la réponse à la question 5.2) précédente.

6. Structure et proposition tarifaire : la redevance d'abonnement

Référence : HQD-13, Document 1, page 22, Cadre d'analyse et structure proposée :

« Cet exercice inclut les éléments de la structure tarifaire des tarifs domestiques qui ont déjà fait l'objet d'une décision de la part de la Régie : le gel de la redevance, l'augmentation de la prime de puissance aux tarifs DT et DM ainsi que l'introduction d'une prime de puissance au tarif DT. Le Distributeur propose à la Régie de poursuivre ces orientations pour l'année tarifaire 2006-2007 »

Q 6.1) Qu'elles sont les types de coûts ayant servi à déterminer le prix exigible pour la redevance pour chaque clientèle? Pouvez-vous les énumérer et les quantifier?

Réponse:

Tel que spécifié à R-3541-2004, HQD-1, Document 2, page 17, la redevance a pour objectif de récupérer les frais des services à la clientèle (relève de compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations, relations avec le milieu) et les frais de mesurage (acquisition, installation et entretien des appareils de mesurage).

Les revenus requis relatifs aux services à la clientèle, au mesurage et au branchement sont disponibles en réponse aux questions 26a et 26b d'OC à la pièce HQD-14, Document 6.

Q 6.2) Quel est l'écart actuel entre la redevance d'abonnement et les coûts qui lui sont officiellement associés, pour les différents marchés?

Réponse:

Le niveau de la redevance actuelle (40,64 ¢/jour) est du même ordre que les revenus requis présentés en réponse aux questions 26a et 26b d'OC à la pièce HQD-14, document 6.

Q 6.3) Pourriez-vous préciser la différence actuelle entre les revenus unitaires de la redevance d'abonnement pour chaque tarif et les coûts qui lui sont associés (en donnant un tableau détaillé mentionnant les principales activités – SALC, relève des compteurs, entretien et remplacement des compteurs, etc. - et leurs coûts respectifs)?

Réponse:

Voir la réponse à la question 6.2.

7. Stratégie tarifaire : le compte d'étalement tarifaire

Référence : HQD-1, doc. 1, p. 11 de 21.

« (...) la réalité particulière de 2006 et 2007 où l'on prévoit d'importants écarts entre nos coûts et les revenus perçus de la clientèle alors que par la suite, selon le scénario actuels, ces écarts s'atténuent. »

Q 7.1) Le Distributeur pourrait-il faire, chiffres à l'appui, la démonstration de son affirmation en donnant les hypothèses actuellement retenues pour les coûts pour les cinq prochaines années?

Réponse:

Voir la réponse à la question 14 de la Régie (HQD-14, document 1).

8. Compteurs avancés

Référence : HQD-13, doc. 2.

Q 8.1) Quels sont les types de compteurs actuellement implantés sur les différents marchés du Distributeur, avec leur nombre, leur âge moyen (période d'implantation) et l'état de l'amortissement de l'investissement initiale selon la comptabilité de HQD, leur capacité de permettre une tarification différenciée dans le temps, leur capacité de permettre une tarification en temps réel et le mode de relève des compteur (manuel, *walk in*, *drive in* à distance – avec la voie de communication utilisée ou possible).?

Réponse:

Dans sa question, le GRAME fait sans doute référence au mode de relève des compteurs *walk-by* (au lieu de *walk in*) et de *drive-*

by (au lieu de *drive in*). Les données arrondies sont les suivantes :

- **Nombre d'appareils:**
 - 3 272 000 compteurs résidentiels, dont 155 000 sont à doubles registres;
 - 221 000 compteurs Commercial, Industriel, Institutionnel
 - Total : 3 493 000 compteurs.
- **Âge moyen total du parc de compteurs : 27,6 ans**
- **État de l'amortissement :** Au 31 décembre 2004, le coût d'origine des équipements de mesurage totalise 590,3 M\$ alors que la valeur nette comptable s'élève à 234,1 M\$.
- **Capacité de permettre une tarification différenciée dans le temps :** environ 17 000 compteurs installés chez les clients commerciaux et industriels (Grandes entreprises et autres gros consommateurs). Ces compteurs sont reliés par ligne téléphonique et pourraient permettre, avec des ajustements, la tarification différenciée. Ils sont utilisés actuellement en mode temps réel, c'est-à-dire une lecture à toutes les 15 minutes conservée dans la mémoire du compteur. Le compteur est "appelé" à toutes les 24 heures pour obtenir les données de consommation et la facturation est établie à chaque mois, conformément au calendrier de facturation.
- **Modes de lecture**

Actuellement, il y a 3 476 000 compteurs lus selon le mode *walk-by* (relevé manuel) ainsi que 17 000 compteurs lus automatiquement et qui transmettent le relevé de consommation en utilisant une ligne téléphonique. Aucun compteur n'est lu selon le mode *drive-by*.

Jusqu'à 160 000 compteurs, essentiellement des résidentiels, (sur le total de 3 476 000 compteurs *walk-by* actuels, pourraient être lus dans un mode *drive-by*. Toutefois, ces

compteurs ont été introduits pour une autre raison dans le parc des compteurs, soit dans le but de faciliter la lecture des compteurs difficiles d'accès. Le Distributeur installe maintenant ce type de compteur lorsqu'il y a une nouvelle intervention sur le compteur (nouvelle installation, programme d'étalonnage). Actuellement, ces 160 000 compteurs sont disséminés dans toute la province.

Pour avoir recours au mode de lecture *drive-by* il faudrait, en plus des compteurs, se munir de véhicules équipés de la technologie permettant de faire la lecture à distance (à bord du véhicule). Ce mode de lecture ne peut être rentable que si les compteurs sont installés de façon concentrée, ce qui n'est pas le cas des 160 000 compteurs actuels.

Q 8.2) Pourriez-vous nous décrire les coûts associés à l'installation d'un compteur pour un nouvel abonnement et ceux pour le remplacement d'un compteur déjà existant (en distinguant les coûts de l'appareil et du travail du technicien)?

Réponse:

Les données suivantes concernent l'installation d'un compteur pour un nouvel abonnement :

	Matériel	Main-d'œuvre	Total
○ Résidentiel	70\$	65\$	135\$
○ CII	300\$ à 1 200\$	350\$ à 1 000\$	650\$ à 2 200\$

CII: Commercial, Industriel, Institutionnel

La différence entre les coûts d'installation d'un équipement pour nouvel abonnement et d'un compteur existant n'est pas disponible.

Ces données s'inscrivent dans le programme actuel d'échantillonnage et d'étalonnage des compteurs. Si le Distributeur devait faire face à un remplacement prématuré et en

masse de son parc de compteurs, l'estimation du coût de main d'œuvre n'est plus valide car un accroissement substantiel et temporaire de la charge de travail se traduira par des coûts unitaires de main-d'œuvre supplémentaires. À cela, il faudra également considérer le coût supplémentaire associé à la radiation comptable du matériel encore en état de fonctionnement.

Q 8.3) A combien le Distributeur estime-t-il le surcoût, pour ses différents marchés, d'implanter dès maintenant des compteurs avancés pour tout nouvel abonnement (compteur avec capacité de permettre des tarifications différenciée dans le temps et en temps réel), en regardant comme options différents modes de relève des compteurs (*walk in, drive in*, à distance)?

Réponse:

À la demande de la Régie dans sa décision D-2005-34 le Distributeur a déposé le 30 août 2005 un rapport de veille : "*Compteurs avancés Rapport de vigie*" (R-3579-2005, HQD-13, Document 2). Ce rapport fait état des principaux types de tarification dynamique, des économies présumées et observées et des expériences étrangères reliées à la tarification dynamique, notamment celle vécue en Ontario.

Le Distributeur considère qu'il est prématuré, à ce stade-ci de la réflexion, de produire des analyses sur le déploiement hypothétique de ce type de compteurs sur l'ensemble de son réseau.

Q 8.4) A combien le Distributeur estime-t-il le coût par unité, pour ses différents marchés, d'implanter dès maintenant des compteurs avancés pour des segments importants de sa clientèle ou pour des secteurs géographiques (compteur avec capacité de permettre des tarifications différenciée dans le temps et en temps réel), en regardant comme options différents modes de relève des compteurs (*walk in, drive in*, à distance), ainsi que la possibilité d'avoir une option de pré-paiement (sur une base volontaire)? L'estimé tient-il compte des économies d'échelles potentielles?

Réponse:

Voir la réponse à la question 8.3.

Q 8.5) Pourriez-vous identifier et détailler (capitalisation d'équipement, ressources humaines, frais variables, etc.) les économies annuelles (totales et par client desservis par ce type de compteur) susceptibles d'être associées à la relève des compteurs. Adoptez au moins un scénario où une implantation régionale permettrait de réduire drastiquement les coûts de relève des compteurs.

Réponse:

Voir la réponse à la question 8.3.

Q 8.6) Quelles seraient les autres économies nécessaires, pour chaque technologie envisagée, afin de permettre que l'implantation de compteurs avancés ait une période de retour sur l'investissement de cinq ans?

Réponse:

Voir la réponse à la question 8.3.

Q 8.7) La gestion du parc des compteurs prévoit-elle une accélération des remplacements des compteurs et dénote-t-on le vieillissement des équipements?

Réponse:

Voir la réponse à la question 8.3.

Q 8.8) Combien de remplacements de compteurs le Distributeur prévoit il effectuer au cours de la prochaine années, par type de marché? Quels seront les modèles installés (électronique avec ou non capacité de tarification différenciée dans le temps et en temps réelle, avec possibilité de pré-paiement)?

Réponse:

Il est prévu remplacer :

- **Résidentiels: 14 400 compteurs**
- **CII: 10 200 compteurs**

Aucun compteur n'aura une possibilité de pré-paiement. Tel que mentionné en 8.1 le Distributeur dispose d'environ 17 000 compteurs avec tarification en temps réel. Ils fonctionnent avec une technologie électronique. En 2005, environ 70 000 compteurs

résidentiels électroniques seront installés. Ces compteurs ne permettent pas la tarification différenciée dans le temps.

Q 8.9) Pourriez-vous nous fournir un tableau descriptif par catégorie d'âge des quantités de compteurs de vos clients domestiques, institutionnelles et municipales.

Réponse:

Ce tableau présente le nombre de compteurs de type résidentiel et CII (commercial, industriel, institutionnel) actuellement en opération dans le parc d'Hydro-Québec Distribution.

Âge	0-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40 et plus
Résidentiels	281224	305326	340103	474345	472262	469230	396996	336591	195973
CII	28641	54580	20120	39844	25210	32610	12033	7340	730

Q 8.10) Pourriez-vous identifier qu'elles sont les principales d'économies réalisables et associées à un système de gestion de la demande utilisant un compteur spécialisé de type avancé, tel que : relève de compteur, détection des fraudes et vols, précision des factures, détection des pannes, perte sur le réseau, fiabilité des équipements, etc.?

Réponse:

Voir la réponse à la question 8.3.

Q 8.11) Pourriez-vous comptabiliser les coûts associés à ces postes de dépenses qu'HQD prévoit défrayer pour l'an 2006?

Réponse:

Tel que présenté au tableau 1 de la pièce HQD-8, document 1, le Distributeur prévoit des investissements de 20,3 M\$ en 2006 pour l'ensemble de l'activité Mesurage et relève. De ce montant, aucune somme n'est spécifiquement prévue pour l'achat de compteurs dont la vocation première serait de permettre la tarification différenciée dans le temps.