

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

ÉTAT DES RÉSULTATS

- 1. Références :** i) Pièce HQD-2, document 2, page 4, tableau 1, note h;
ii) Rapport annuel 2007, pièce HQD-2, document 2, page 4, tableau 1, note h.

Préambule :

Le Distributeur présente à la référence (i) la conciliation des résultats détaillés des activités réglementées selon les conventions comptables statutaires et les résultats de ces mêmes activités selon les pratiques réglementaires de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 à la référence (ii)).

Il explique à la note (h) le reclassement de la rubrique « Reports réglementaires et amortissement » dans les achats d'électricité d'un point de vue réglementaire. Il indique également que la rubrique statutaire inclut le compte de *pass-on* et le compte de frais reportés pour le service de la charge locale. Les reports réglementaires se détaillent comme suit :

(en M\$)	Rapport annuel 2008 référence (i)	Rapport annuel 2007 référence (ii)
Compte de pass-on	2,0	13,3
Transport	240,1	144,9
Amortissement	-187,4	-179,5
Total	54,7	-21,3
Écart à expliquer	-125,8	0,0
Reports réglementaires	-71,1	-21,3

Demandes :

- 1.1** Veuillez fournir les composantes des reports réglementaires de l'exercice 2008 totalisant - 71,1 M\$.

Réponse :

Les reports réglementaires de -71,1 M\$ sont détaillés au tableau R-1.1.

**Tableau R-1.1
Reports réglementaires**

		M\$
Pass-on pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale de l'année 2008		57,4
Frais reportés de transport de l'année 2008		-2,7
Nivellement pour aléas climatiques de l'année 2006	-117,8	
Nivellement pour aléas climatiques de l'année 2007	2,6	
Nivellement pour aléas climatiques de l'année 2008	-10,6	
Nivellement pour aléas climatiques des années 2006 à 2008	-125,8	-125,8
Reports réglementaires		-71,1

- 1.2** Veuillez expliquer l'écart de -125,8 M\$ et expliquer pourquoi ce montant n'a pas été considéré comme reclassification entre les résultats statutaires et réglementaires.

Réponse :

Tel que présenté en réponse à la question 1.1, l'écart de -125,8 M\$ correspond au compte de nivellement pour aléas climatiques des années 2006 à 2008.

Un montant de -115,2 M\$ relatif au compte de nivellement des années 2006 et 2007 doit être considéré comme un ajustement entre les résultats statutaires et réglementaires.

Le compte de nivellement 2006 et 2007 a été comptabilisé en 2008 dans les états financiers statutaires du Distributeur mais avait déjà été présenté dans les résultats réglementaires de 2006 et 2007¹. Avec le présent envoi, le Distributeur dépose une version révisée du tableau 1 de la pièce HQD-2, document 2, page 4 du rapport annuel 2008 afin de préciser les ajustements.

Par ailleurs, un montant de -10,6 M\$ associé au compte de nivellement de l'année 2008 a été reclassé de la rubrique reports réglementaires à la rubrique ventes d'électricité.

¹ Pour références: Rapport annuel 2006 pièce HQD-2, document 2, page 4, note g et Rapport annuel 2007 pièce HQD-2, document 2, page 3, tableau 1, note g.

BASE DE TARIFICATION

- 2. Références :** i) Pièce HQD-4, document 2, page 3, tableau 1 ;
ii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-19, document 1, page 10.

Préambule :

Le Distributeur fournit une analyse comparative de la base de tarification réelle au 31 décembre 2008 par rapport à la base de tarification réelle au 31 décembre 2007. Compte tenu que les tarifs sont établis en considérant la moyenne des 13 soldes de la base de tarification, la Régie croit qu'il serait utile que le Distributeur présente également une analyse comparative de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification réelle par rapport à celle autorisée dans le dossier tarifaire 2008.

À cet égard, le Distributeur présente à la référence (i) les moyennes des 13 soldes mensuels de la base de tarification 2008. La Régie indique les moyennes des 13 soldes mensuels de la base de tarification autorisées dans le dossier tarifaire 2008 à partir des données de la référence (ii) et identifie les écarts.

Composantes de la base de tarification (Moyennes des 13 soldes, en M\$)	2008 (réel) Référence (i)	2008 (autorisé) Référence (ii)	Écarts
Immobilisations en exploitation nettes	7 975,4	8 033,7	-58,3
Contrats de location-acquisition	30,7	33,9	-3,2
Actifs incorporels	434,2	429,6	4,6
Frais reportés	1 103,4	1 150,5	-47,1
Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	112,3	94,7	17,6
Remboursement gouvernemental	40,2	40,2	0,0
Avantages complémentaires de retraite	-203,1	-215,5	12,4
Fonds de roulement	368,1	457,9	-89,8
Total	9 861,2	10 025,0	-163,8

Demande :

2.1 Veuillez expliquer les écarts importants entre les moyennes des 13 soldes de la base de tarification réelle 2008 et les moyennes autorisées dans le dossier tarifaire 2008, notamment ceux reliés aux composantes suivantes :

- immobilisations en exploitations nettes ;
- frais reportés (PGEÉ, contributions à des projets de raccordement) ;

- fonds de roulement (encaisse réglementaire).

Réponse :

Immobilisations en exploitations nettes:

Essentiellement, l'écart de -58,3 M\$ résulte d'une part, de mises en service projetées qui n'ont pas été réalisées en 2008, dont environ -65 M\$ pour les actifs de soutien et bâtiments et -26 M\$ pour les réseaux autonomes. D'autre part, il s'explique par des mises en service plus importantes que ce qui avait été prévu relativement aux lignes souterraines de distribution et ce, pour un montant total de 30 M\$.

Frais reportés:

L'écart de -47,1 M\$ provient de trois éléments: le plan global en efficacité énergétique (-38 M\$), les contributions à des projets de raccordement (-24 M\$) et les actifs au titre de prestations constituées (+15 M\$).

- Plan global en efficacité énergétique :

L'écart s'explique principalement du fait que les investissements ont été moins importants que ceux prévus durant l'année 2007 ayant ainsi une incidence sur le solde de début 2008.

- Contribution à des projets de raccordement :

Dans le cadre de l'évaluation de la contribution annuelle conformément à la section C de l'appendice J des Tarifs et Conditions des services du Transporteur, la prévision s'élevait à 20 M\$. Cependant, aucune contribution n'a été versée par le Distributeur.

- Actifs au titre des prestations constituées :

L'augmentation de l'ATPC résulte des deux éléments suivants :

- Des cotisations patronales supplémentaires afin de combler le déficit de solvabilité selon l'évaluation de capitalisation au 31 décembre 2007.
- Une diminution du coût de retraite s'expliquant principalement par la hausse du taux d'actualisation appliqué au passif

actuariel, lequel est fondé sur les taux d'intérêt pour les obligations corporatives, ainsi que par la révision de l'hypothèse d'inflation de long terme, qui passe de 2,25 % en 2007 à 2,0 % pour 2008 et les années suivantes ;

Fonds de roulement:

L'écart de -89,8 M\$ de cette rubrique est composé de :

- -16 M\$ au niveau de la rubrique Matériaux, combustibles et fournitures. De par sa nature, cette rubrique présente des soldes qui peuvent varier ponctuellement et de façon significative entre deux années données ou à l'intérieur d'une même année, en fonction des besoins réels. La nature ponctuelle de cette rubrique complexifie aussi sa budgétisation, qui s'est néanmoins révélée conservatrice.
- -74 M\$ de variation de l'encaisse réglementaire principalement au niveau de la provision pour créances douteuses. La variation de cette provision (133 M\$ au réel versus 60 M\$ autorisé) s'explique essentiellement par le vieillissement des comptes à recevoir ainsi que par la composition de l'inventaire de ces comptes à des dates différentes (avril 2008 versus décembre 2008).

COMPTE DE PASS-ON

- 3. Références :** i) Pièce HQD-4, document 3, page 8, tableau 4;
ii) Dossier R-3677-2008, pièce HQD-9, document 1, page 23, tableau 12.

Préambule :

Voici un extrait des tableaux 4 et 12 présentés aux références (i) et (ii) concernant les composantes des comptes de *pass-on* de l'exercice 2008 et de la prévision 4/8 2008.

Compte de *pass-on*
(en M\$)

	Réel 2008 Référence (i)	4/8 2008 Référence (ii)	Écarts
Écart de volume patrimonial	7,7	7,8	-0,1
Écart de volume postpatrimonial	-161,8	-237,5	75,7
Écart de prix postpatrimonial	34,6	40,5	-5,9
Écart de revenu	-48,5	-72,4	23,9
Pass-on incluant les contrats spéciaux	-71,1	-116,9	45,8
Contrats spéciaux	11,3	19,3	-8,0
Pass-on excluant les contrats spéciaux	-59,8	-97,7	37,9
Ajustements de l'entente cadre 2007	2,4	2,4	0,0
Pass-on	-57,4	-95,3	37,9

Note : Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondissement.

Demande :

3.1 Veuillez expliquer les écarts entre le réel 2008 et la prévision 4/8 2008.

Réponse :

Les écarts proviennent principalement de différences dans les volumes de ventes.

Écart de revenu

Le volume réel de ventes du Distributeur a été supérieur de 690,7 GWh comparativement à la prévision 4/8 de l'année 2008, ce qui a engendré un écart de revenu favorable de 23,9 M\$ (570,5 GWh pour 20,7 M\$ excluant les contrats spéciaux).

Écart des achats postpatrimoniaux

Pour répondre à la hausse réelle du volume des ventes, le Distributeur a augmenté ses volumes de consommation postpatrimoniaux de 821,8 GWh comparativement à la prévision, ce qui a engendré une hausse de 75,7 M\$ (688,9 GWh pour 63,3 M\$ excluant les contrats spéciaux). L'écart de 75,7 M\$ a été réduit de 5,9 M\$ (4,9 M\$ excluant les contrats spéciaux) car les prix des achats postpatrimoniaux ont été légèrement inférieurs à ceux prévus au 4/8 de l'année 2008.

COMPTE DE NIVELLEMENT DE LA TEMPÉRATURE

4. **Références :** i) Pièce HQD-4, document 3, pages 11 et 12, tableau 7;
ii) Rapport annuel 2007, pièce HQD-10, document 1, page 11.

Préambule :

i) Le Distributeur présente au tableau 7 le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à décembre 2008, totalisant 12 129,2 K\$. Ce montant comprend 1 528,8 \$ d'intérêt.

ii) « Par ailleurs, dans le rapport annuel 2007, le Distributeur a raffiné sa méthode de calcul des intérêts et a retenu à cette fin un taux d'intérêt annuel (7,53%) qui, lorsqu'appliqué mensuellement au solde du compte incluant les intérêts des mois précédents, équivaut effectivement au taux moyen annuel du coût en capital autorisé par la Régie (7,79% pour l'année 2007). »

Demandses :

- 4.1 Veuillez indiquer le taux d'intérêt annuel appliqué mensuellement au solde du compte de nivellement de l'année 2008 et fournir le détail du calcul du taux utilisé.

Réponse :

Le taux d'intérêt appliqué mensuellement en 2008 au solde du compte incluant les intérêts des mois précédents, correspond à un taux d'intérêt annuel nominal de 7,54 %. Ce taux nominal est équivalent au taux effectif établi à 7,81 % de 2008.

La formule permettant de calculer le taux d'intérêt nominal composé mensuellement à partir du taux effectif de 7,81 % s'énonce comme suit :

$$\text{Taux nominal} = 12 * (((1 + 0,0781)^{1/12}) - 1)$$

- 4.2 Veuillez faire la démonstration que le taux utilisé équivaut effectivement au taux moyen annuel du coût en capital autorisé par la Régie (7,81 % pour l'année 2008).

Réponse :

À titre d'exemple, les intérêts annuels sur un montant de 1 M\$ sont de 78,1 K\$.

1) Méthode du taux d'intérêt annuel appliqué mensuellement (7,54 %)

Mois	Nombre de jours	Intérêts (\$)	Solde (\$)	Calcul des intérêts
			1 000 000	
1	31	6 407	1 006 407	1 000 000 x 31/365 x 7,5436% = 6 407
2	28	5 824	1 012 231	1 006 407 x 28/365 x 7,5436% = 5 824
3	31	6 485	1 018 716	1 012 231 x 31/365 x 7,5436% = 6 485
4	30	6 316	1 025 032	1 018 716 x 30/365 x 7,5436% = 6 316
5	31	6 567	1 031 600	1 025 032 x 31/365 x 7,5436% = 6 567
6	30	6 396	1 037 996	1 031 600 x 30/365 x 7,5436% = 6 396
7	31	6 650	1 044 646	1 037 996 x 31/365 x 7,5436% = 6 650
8	31	6 693	1 051 339	1 044 646 x 31/365 x 7,5436% = 6 693
9	30	6 519	1 057 858	1 051 339 x 30/365 x 7,5436% = 6 519
10	31	6 778	1 064 635	1 057 858 x 31/365 x 7,5436% = 6 778
11	30	6 601	1 071 236	1 064 635 x 30/365 x 7,5436% = 6 601
12	31	6 863	1 078 100	1 071 236 x 31/365 x 7,5436% = 6 863
Total		78 100	1 078 100	

2) Méthode au taux moyen annuel du coût en capital (7,81 %)

$1\ 000\ 000 \times 1,0781 = 1\ 078\ 100$

4.3 Veuillez indiquer si cette méthode de calcul des intérêts expliquée à la référence (ii) est appliquée pour tous les comptes de frais reportés portant intérêts.

Réponse :

Le Distributeur confirme.

ÉVOLUTION ANNUELLE DE L'EFFECTIF EN ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET

5. **Références :** i) Pièce HQD-8, document 1, page 3 ;
ii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9, HQD-16, document 1, page 82, tableau R-36.1.

Préambule :

i) Le Distributeur explique l'écart entre le nombre d'équivalent temps complet (ETC) réel 2007 et celui de 2008.

	Réel 2007	Planifié 2008 R-3644-2007	Réel 2008
Effectif permanent	6 754	6 903	6 758
Effectif temporaire	1 475	1 387	1 537
Mesures de resserrement		-100	
Total	8 229	8 190	8 295

ii) Dans le dossier tarifaire 2009, le Distributeur explique l'écart entre le nombre d'ETC de l'année de base 2008 de 8 248 ETC et le nombre planifié de 8 190 ETC.

TABLEAU R-36.1

	Nb ETC
<i>diminution moindre que prévue du nombre d'effectifs découlant du déploiement des mesures de resserrement des charges d'exploitation</i> <i>(l'année dernière, la planification 2008 incluait une réduction de 100 ETC qui n'avait pas encore été répartie entre les différents groupes d'emplois (R-3644-2007, HQD-7, document 4, page 11) : le Distributeur compte toujours concrétiser les mesures de resserrement des charges d'exploitation de 30 M\$ au cours de l'année 2008 mais avec une diminution moindre que prévu du nombre d'ETC)</i>	+ 38
<i>emplois occupés par des ressources externes convertis en postes occupés par des ressources internes</i>	+ 20
TOTAL	+ 58

Demande :

5.1 Veuillez justifier l'écart de 105 ETC entre le nombre d'ETC réel 2008 de 8 295 ETC et celui planifié en 2008 de 8 190 ETC et faire le lien avec l'explication fournie à la référence (ii).

Réponse :

Le tableau R-5.1 détaille l'écart de 105 ETC.

Tableau R-5.1

	Nb ETC
<i>diminution moindre que prévue du nombre d'effectifs découlant du déploiement des mesures de resserrement des charges d'exploitation</i>	+36
<i>emplois occupés par des ressources externes convertis en postes occupés par des ressources internes</i>	+20
<i>effectifs supplémentaires requis afin de stabiliser le délai moyen de réponses téléphoniques</i>	+30
<i>ajout d'effectifs temporaires afin de réaliser la charge de travail relative au rappel de compteurs qui répond à une obligation légale envers Mesures Canada</i>	+19
TOTAL	+105

Dans le cadre de la demande R-3644-2007, le Distributeur planifiait 8 190 ETC, incluant une réduction de 100 ETC, tel qu'il ressort de la référence i). Cette mesure, exceptionnelle et ponctuelle, était relative à un resserrement additionnel des charges d'exploitation. Le Distributeur a concrétisé la mesure de resserrement de 30 M\$ en réduisant ses effectifs, et en appliquant une gestion dynamique tout au long de l'année 2008.

De plus, le Distributeur a été en mesure de faire face à des enjeux non prévus tout en ne compromettant pas la qualité du service. En ce sens, des ressources supplémentaires ont été affectées pour la stabilisation du Délai moyen de réponses téléphonique (+30). Une charge de travail additionnelle (+19) a aussi été complétée afin de rencontrer une exigence légale de Mesures Canada.

BILAN DES PLAINTES

6. **Références :**
- i) Pièce HQD-7, document 3, page 3;
 - ii) Pièce HQD-7, document 3, page 4, tableau 1;
 - iii) Pièce HQD-7, document 3, page 11;
 - iv) Rapport annuel 2007, HQD-5, document 2.3, page 12.

Préambule :

i) « En 2008, Hydro-Québec Distribution a enregistré un total de 8 883 plaintes verbales et écrites comparativement à 4 868 en 2007, ce qui constitue une augmentation de plus de 82 %. Cette augmentation est principalement attribuable aux nouvelles façons de faire mises en place dans la foulée de l'implantation de SIC. De façon plus précise, l'augmentation est reliée aux informations concernant le mode de versements égaux (MVE) présentées sur la facture des clients qui y ont adhéré. »

ii) Le Distributeur présente au tableau 1 le volume de plaintes (verbales et écrites) selon les différentes causes.

VOLUME DE PLAINTES (VERBALES ET ÉCRITES) PAR CAUSE

	2007	2008	Variation 2008/2007	Part 2008
SIC (impacts)	23	3 553	n.d.	40,0%
Facturation	733	1 037	41,5%	11,7%
Consommation	497	760	52,9%	8,6%
Responsabilité	633	599	-5,4%	6,7%
Réseau et entretien	862	540	-37,4%	6,1% ¹
Recouvrement	1 005	475	-52,7%	5,3%
Tarifs	514	311	-39,5%	3,5%
Environnement	210	279	32,9%	3,1%
Autres	391	1 329 ²	239,9%	15,0%
Total	4 868	8 883	82,5%	100,0%

Note 1 : La part de 6,1 % de la cause « réseau et entretien » inclut notamment le raccordement au réseau (2,0 %), l'entretien du réseau (2,1 %) et les pannes (1,9 %).

Note 2 : La cause « autres » inclut notamment les commentaires que le Distributeur reçoit des clients (320), les plaintes reliées au mesurage et à la relève des compteurs (70) ainsi que les plaintes relatives à certains programmes commerciaux (47).

iii) « S.I.C. (impacts) : Toute plainte relative à l'implantation du nouveau Système d'information clientèle (SIC). Les principaux motifs invoqués sont les frais d'administration, le mode de versements égaux, le format, la lisibilité et la compréhension de la facture et l'accessibilité. »

iv) « Or, lors de son introduction en janvier 2008, la clientèle résidentielle a manifesté son insatisfaction à l'égard de la nouvelle facture MVE. Des travaux de développement sont entrepris en 2008 pour combler le besoin exprimé par la clientèle résidentielle de recevoir la même information à laquelle elle avait accès avec l'ancienne facture MVE. »

Demandes :

- 6.1** Veuillez détailler les 3 553 plaintes reliées au SIC selon les différentes causes. Veuillez indiquer les actions qui ont été entreprises pour réduire le nombre de plaintes.

Réponse :

Telles que présentées au tableau R-6.1-A, les causes des plaintes reliées au SIC sont de diverses natures. Toutefois, la principale cause est attribuable à la facture MVE qui compte pour 80 % de cette catégorie de plaintes.

**Tableau R-6.1-A
Causes des plaintes reliées au
Système d'information clientèle en 2008**

Absence d'historique sur factures MVE	2 842
Format de la facture	224
Lisibilité et compréhension (facture)	162
Téléphonie - RVI	80
Autre	84
Web	68
Frais d'administration	50
Contenu de la lettre	36
Correspondance (fax - papier)	7
Résultat global	3 553

L'absence d'historique de consommation sur les factures, produites par le SIC, nouvellement implanté en 2008, explique la grande majorité de ces plaintes.

Les corrections qui ont été apportées dès mars 2008, ont permis de réduire de façon marquée le nombre de plaintes à cet égard, tel qu'illustré au tableau R-6.1-B.

**Tableau R-6.1-B
Répartition mensuelle des plaintes reliées au SIC
en 2008**

Janvier	921
Février	2 149
Mars	265
Avril	49
Mai	38
Juin	21
Juillet	24
Août	31
Septembre	33
Octobre	9
Novembre	5
Décembre	8
Total	3 553

- 6.2** Veuillez indiquer si le problème relié aux informations concernant la facture MVE est réglé. Sinon, veuillez élaborer sur les mesures prises et indiquer quand le Distributeur prévoit régler le problème.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

- 6.3** Veuillez compléter la ventilation des causes des plaintes de la catégorie « autres » et expliquer. Veuillez indiquer s'il y a des actions qui ont été entreprises pour répondre aux insatisfactions des clients.

Réponse :

Le tableau R-6.3-A détaille les diverses causes des plaintes regroupées dans la catégorie « autres ».

**Tableau R-6.3
Répartition des plaintes de la catégorie « autres »
en 2008**

<u>Comportement du personnel</u>		<u>490</u>
• Service à la clientèle	232	
• Relève de compteur	116	
• Recouvrement	68	
• Entretien du réseau	29	
• Firme externe	18	
• Émondage	11	
• Mesurage	10	
• Info pannes	6	
<u>Commentaires</u>		<u>320</u>
• Temps d'attente	135	
• Hausse tarifaire	9	
• Web	7	
• Paiement	4	
• Téléphonie - RVI	3	
• Langue	2	
• Natures diverses	159	
<u>MVE¹</u>		<u>303</u>
• Révision	129	
• Mauvaise information	61	
• Versements	46	
• Paiement	35	
• Irrégularité	32	
Mesurage & Relève		70
Programme d'Efficacité Énergétique		38
Dommmages à la propriété		36
Dépôt de garantie		28
Subtilisation		17
Véhicule		15
Programmes commerciaux		12
Total		1 329

¹ Ces plaintes ne sont pas un dédoublement de celles identifiées au tableau R-6.1-A, mais découlent des opérations régulières. Les MVE auraient généré ces plaintes même avant ou sans l'implantation de SIC. Elles abordent des sujets inhérents au MVE, soit leur révision périodique (souvent à la hausse), la clarté des informations fournies, les paiements (faits ou pas), etc.

De façon générale, les différentes causes des plaintes constituent, pour le Distributeur, une mine d'informations sur les attentes et la qualité du service. En effet, le Distributeur y recourt pour mieux cibler ses actions visant l'amélioration de ses façons de faire, et ce, dans l'optique d'offrir un service qui soit toujours à la hauteur des attentes de la clientèle.

À titre d'exemple :

- Le Distributeur a mis en place des mesures temporaires afin de limiter les délais d'attente pour adhérer au tarif DT dus au temps requis pour l'installation des compteurs bi-énergie.
- Quant aux plaintes reliées au comportement du personnel, les directives internes prévoient que le gestionnaire rencontre l'employé concerné afin de l'aviser de l'existence de la plainte et de l'aider à apporter les correctifs requis. Dans certains cas, la formation de l'employé sur les outils de travail est préconisée.
- Enfin, un bulletin d'information à l'intention des représentants – Service à la clientèle est émis lorsque plusieurs plaintes découlent d'un même sujet. Ces bulletins viennent compléter la formation du représentant tout en mettant à sa disposition une information pertinente à l'amélioration de leurs interventions auprès des clients.

APPROVISIONNEMENTS

7. **Références :** i) HQD-3, document 1.3, page 8;
ii) Décision D-2008-133, page 35, dossier R-3648-2007 phase 2.

Préambule :

- i) Le Distributeur explique :

« Le Distributeur a procédé à des transactions bilatérales pour des achats d'électricité de court terme sous la dispense principalement auprès d'Hydro-Québec Production. La majorité des achats du Distributeur auprès de ce fournisseur sont effectués au mois de décembre et portent sur des produits non standards afin de satisfaire les besoins du Distributeur tout en optimisant l'utilisation de l'électricité patrimoniale et en minimisant le recours à l'entente cadre. » (notre souligné)

- ii) Dans sa dernière décision portant sur le Plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie notait :

« La Régie appuie toute action de la part du Distributeur permettant de stimuler la concurrence et la participation à ses activités d'achat ou de revente sur les marchés de court terme. Même si les Conventions lui procurent un outil intéressant pour équilibrer ses bilans annuels à venir, il devra ajuster quotidiennement les quantités requises pour répondre à ses besoins et rester actif sur les marchés de court terme, par appels d'offres, sous la dispense ou sur

les bourses d'énergie, de façon à maintenir l'intérêt de ses contreparties et à s'assurer d'une saine concurrence. »

Demandes :

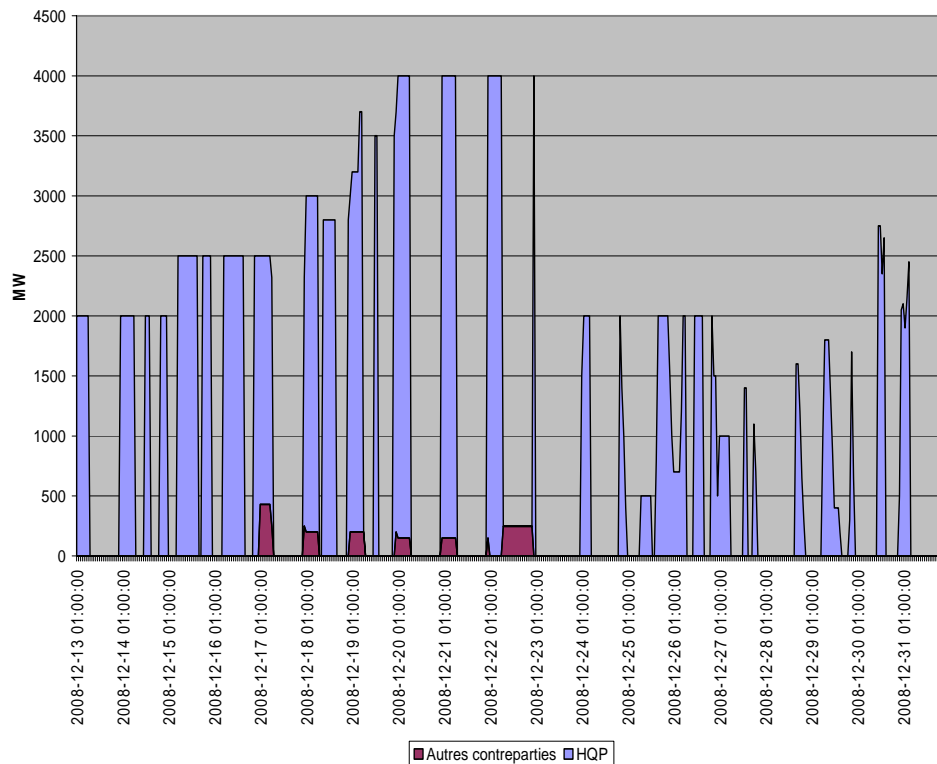
- 7.1** Veuillez fournir les caractéristiques des « *produits non standards* » cités en préambule. Veuillez expliquer si d'autres contreparties que le Producteur sont contactées pour acquérir ces produits.

Réponse :

Les « **produits non standards** » se définissent par opposition à ceux qu'on retrouve généralement sur les marchés organisés de l'énergie. Ces derniers, qui sont qualifiés de « **produits standards** », sont constitués de blocs d'énergie dont le taux de livraison est maintenu constant pendant les heures de pointe (« **Peak Hours** »), les heures hors pointe (« **Off Peak Hours** ») ou toutes les heures d'une période (« **All Hours** »). Les produits standards doivent également respecter d'autres caractéristiques spécifiques aux marchés où ces produits sont transigés. À titre d'exemple, les contraintes de variations horaires des échanges entre le Québec et le NYISO doivent être prises en compte dans les caractéristiques des « **produits standard** » transigés sur ce marché.

Le Distributeur désire attirer l'attention sur les transactions de fin de l'année 2008 qui visaient à répondre à des besoins très particuliers, tel qu'illustré au graphique R-7.1.

Graphique R-7.1
Profil des transactions du 13 au 31 décembre 2008



Toutes les transactions conclues entre le 13 et le 25 décembre 2009 ont fait l'objet de contacts auprès de plusieurs contreparties. Le Distributeur contribuait ainsi à stimuler la concurrence et la participation à ses activités d'achat sur les marchés de court terme.

Par la suite, certains de ces besoins ne pouvaient être comblés que par des « produits non standard ». Ces transactions ont été conclues après l'heure limite pour transiger sur les marchés DAM du NYISO et de l'ISONE. En effet, dans le but de compléter l'allocation optimale de l'électricité patrimoniale, les décisions d'achats étaient prises tard dans la soirée précédant l'échéance des livraisons (délais de 2 à 3 heures), afin d'intégrer les plus récentes prévisions de la demande disponibles. En procédant ainsi, le Distributeur maximisait l'utilisation de l'électricité patrimoniale et minimisait les dépassements en vertu de l'entente-cadre.

Les quantités importantes d'énergie demandées n'ont pas été transigées sur les marchés en temps réel (« Real Time ») compte tenu de l'importance des quantités, des variations horaires de ces quantités et des risques sur les prix, inhérents aux marchés en temps réel. Seul le Producteur pouvait offrir des quantités d'énergies aussi importantes,

à prix fixes, selon un profil horaire « non standard » et dans des délais aussi courts. Il s'agissait de la dernière solution disponible avant d'assumer des coûts de dépassement.

7.2 Veuillez évaluer l'impact de l'acquisition des « produits non standards » sur les coûts d'approvisionnement.

Réponse :

L'achat de ces « produits non standards » a permis de minimiser les coûts d'approvisionnement puisqu'ils ont contribué à diminuer les dépassements sans nuire à l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Les prix des transactions de fin de mois variaient entre 49 \$US/MWh et 58 \$US/MWh alors que le coût horaire des dépassements était de 83 \$Can/MWh.

8. **Références :**
- i) Rapports annuels 2007 et 2008 du Distributeur, HQD-3, document 1.2, page 5 ;
 - ii) Rapports annuels 2005 à 2008 du Transporteur, HQT-2, document 10, page 3 ;
 - iii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9-HQD-16, document 1, page 30, tableau R-11.1.

Préambule :

- i) Le Distributeur fournit les taux de pertes de distribution des années 2005 à 2008 :

« Le taux de pertes de distribution pour l'année 2008 est de 3,2 % comparativement à 3,4 % en 2007. »

« Le taux de pertes de distribution pour l'année 2006 est de 3,3 % comparativement à 3,8 % en 2005. »

- ii) Le Transporteur fournit les taux de pertes de transport des années 2005 à 2008 :

« Le taux de pertes de transport de l'année 2008 est de 5,39 %. »

« Le taux de pertes de transport de l'année 2007 est de 5,30 %. »

« Le taux de pertes de transport en 2006 est de 5,26 %. »

« Le taux de pertes de transport en 2005 est de 5,27 %. »

iii) La Régie note que les taux de pertes du réseau intégré étaient de 7,70 %, 7,51 % et 7,54 % au cours des années 2005, 2006 et 2007, respectivement.

Demande :

8.1 Veuillez fournir les raisons expliquant que, pour chacune des années, la sommation des taux de pertes de distribution et de transport aux références (i) et (ii) donne un taux supérieur au taux de pertes du réseau intégré présenté à la référence (iii).

Réponse :

Les taux de pertes de transport et de distribution ne peuvent pas être additionnés pour obtenir le taux global de pertes. Les volumes de consommation servant de dénominateur pour le calcul des taux de pertes sont différents selon le niveau de tension. Ainsi le taux de pertes de transport est calculé pour un volume de consommation à la sortie des postes de transformation et des ventes en haute tension sur le réseau de transport alors que le taux de pertes de distribution est calculé avec les ventes en moyenne et en basse tension.

À titre d'exemple, le tableau suivant présente la conciliation de ces différents taux de pertes pour l'année réelle 2008.

Tableau R-8.1
Calcul des taux de pertes de transport et de distribution
Année réelle 2008

Calculs	Réseau intégré	GWh
1	Réceptions sur le réseau de transport	183,6
2	Pertes de transport	9
3	Énergie livrée au Distributeur	174,2
4	Ventes publiées incluant ajustements	170,5
5 = (3-4)	Pertes de distribution	4
6	Ventes haute tension	58
7 = (4-6)	Ventes basse et moyenne tension	112
8 = (5/7)	Taux de pertes réel de distribution	3,2%
9 = (2/3)	Taux de pertes réel de transport	5,39%
10 = ((2+5)/4)	Taux de pertes réel de transport et distribution	7,64%

À noter que les taux indiqués au préambule en (i), (ii) et dans le tableau de conciliation sont des taux réels alors que ceux au préambule en (iii) sont des taux normalisés.