

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3549-2004, Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

L'UNION DES CONSOMMATEURS
1000 rue Amherst, Montréal
Bureau 300 (Québec) H2L 3K5

Partie intéressée

**DEMANDE RELATIVE À LA MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES
SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

Articles 31, 32, 48, 49, 50, 51 et 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*
(L.R.Q., c. R-6.01)

PHASE 2

**RÉPONSE DE L'UNION DES CONSOMMATEURS
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No. 1 DE LA RÉGIE**

QUESTION 1

- Références :**
- i) Rapport d'expertise de Co Pham, pages 29 et 30, pages 32 à 34 ;
 - ii) Mémoire de l'Union des consommateurs, page 5

Préambule :

- i) Tableau 7.1 - Scénario alternatif -Tarifs (méthode des 12 PC)
Tableau 7.2 - Résumé
Annexe 1
Annexe 2
- ii) Tableau 1 – Pointe mensuelle de puissance (en MW) en 2005

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer que les revenus de la charge locale de 2 447 M\$ présentés au tableau 7.2 ne sont pas obtenus en multipliant le tarif annuel de 97,14\$/kW par la pointe coïncidente 12 PC prévue pour 2005. soit 26 047 MW.

Réponse de l'expert Co Pham:

Nous le confirmons.

- 1.2 Veuillez présenter un scénario en utilisant les prévisions mensuelles présentées par le Transporteur dans le présent dossier pour 2005 (ces prévisions sont reproduites au tableau 1- Pointe mensuelle de puissance (en MW) en 2005, à la page 5 du Mémoire de l'Union des consommateurs).

Réponse de l'expert Co Pham:

Nous présentons ci-dessous les résultats du scénario demandé par la Régie. La méthodologie d'établissement des tarifs est la même que celle utilisée pour le scénario alternatif (scénario no. 1) présenté aux pages 29 et 30 de notre rapport d'expertise. Dans le scénario alternatif demandé par la Régie (scénario no. 2), seules les données relatives aux besoins mensuels de la charge locale changent ; ces dernières sont tirées de la pièce HQT-04, document 3, page 18 (rapport de l'expert Ren Orans) et ont été reprises à la page 5 du Mémoire de l'Union des consommateurs. Les besoins du point à long terme sont les mêmes dans les deux scénarios, soit 405 MW.

Le tableau ci-dessous compare les données relatives aux besoins mensuels normalisés et prévus de la charge locale. On y note qu'à l'exception des besoins de janvier, les besoins prévus sont plus élevés que les besoins normalisés, notamment pour la période de juillet à octobre. De ce fait, on peut s'attendre à une augmentation de la contribution de la charge locale dans les revenus requis du Transporteur pour le scénario no. 2 comparativement au scénario no. 1.

Besoins de la charge locale en 2005 (MW)			
	Normalisé (Scénario 1)	Prévision (Scénario 2)	
	(a)	(b)	Différence
Janvier	34 060	34 060	0,00%
Février	32 184	32 331	0,45%
Mars	29 676	29 913	0,79%
Avril	24 780	25 589	3,16%
Mai	21 054	22 053	4,53%
Juin	19 569	20 359	3,88%
Juillet	19 419	20 768	6,50%
Août	19 687	20 822	5,45%
Septembre	19 844	21 049	5,72%
Octobre	22 512	24 237	7,12%
Novembre	27 376	28 271	3,17%
Décembre	32 045	33 112	3,22%
Somme	302 206	312 564	3,31%
Moyenne	25 184	26 047	3,31%
(a): Rapport de Co Pham, Annexe 2, page 35			
(b): HQT-04, document 3, p.18			

Le tableau ci-dessous présente les tarifs établis selon le scénario alternatif no. 2 et une comparaison avec ceux du scénario alternatif no. 1. On y note que le scénario no. 2 présente des tarifs de point à point de 3% moins élevés comparativement à ceux du scénario no. 1.

Scénarios alternatifs (méthode des 12 PC)			
Scénario 1: Besoins normalisés de la charge locale			
Scénario 2: Besoins prévus de la charge locale			
	Scénario 1	Scénario 2	Différence
Tarif annuel équivalent (Tarif mensuel ferme x12) \$/kW/an	97,138	94,098	-3,13%
Tarifs mensuels fermes (12 PC) \$/kW/mois	8,095	7,841	-3,13%
Tarifs mensuels non fermes (tarifs annuels /12 mois)	8,095	7,841	-3,13%
Tarif hebdomadaire ferme (Tarif annuel / 52 semaines)	1,868	1,810	-3,13%
Tarif hebdomadaire non ferme (Tarif annuel /52)	1,868	1,810	-3,13%
Tarif quotidien ferme (Tarif annuel /52 sem. / 5 jours)	0,374	0,362	-3,13%
Tarif quotidien non ferme (Tarif annuel / 365 jours)	0,266	0,258	-3,13%
Tarif horaire non ferme (Tarif quotidien non ferme / 24h x 1000) \$/MWh	11,089	10,742	-3,13%

Le tableau ci-dessous présente, pour chacun des scénarios étudiés, les coûts, les revenus prévus et les ratios de couverture des coûts de chacun des services de transport de long terme. On y note que, par rapport au scénario no. 1, le scénario no. 2 indique une augmentation de la contribution requise de la charge locale de 0,18% et une réduction de celle des services de point à point de 3,13%. Les ratios de couverture des coûts¹ de la charge locale et du service de point à point à long terme varient peu d'un scénario à l'autre.

Résumé			
Scénario 1: Besoins normalisés de la charge locale			
Scénario 2: Besoins prévus de la charge locale			
	Scénario 1	Scénario 2	Différence
Répartition des coûts* (M\$)			
Charge locale	2 478	2 478	
Point à point à long terme	113	113	
Point à point à court terme	0	0	
Total	2 591	2 591	
Prévision des revenus selon le scénario alternatif indiqué (M\$)			
Charge locale	2 447	2 452	0,18%
Point à point à long terme	39	38	-3,13%
Point à point à court terme	104	101	-3,13%
Total	2 591	2 591	0,00%
Ratio de couverture des coûts			
Charge locale	98,8%	98,9%	
Point à point à long terme	34,8%	33,7%	
Point à point à court terme	n/a	n/a	
Total	100,0%	100,0%	
* Coûts calculés par HQT (HQT-6, Document 7, page 80).			

¹ C'est-à-dire le rapport entre les revenus prévus et les coûts attribués sans tenir compte des besoins de point à point à court terme.