

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS  
DE L'ASSOCIATION DE L'INDUSTRIE  
ÉLECTRIQUE DU QUÉBEC**



## Préambule

En intervenant dans cette première cause tarifaire d'Hydro-Québec Distribution qui a pour objet de **déterminer le coût de service du distributeur et la modification des tarifs d'électricité**, l'AIEQ, dans le but de remplir son mandat et de représenter l'intérêt de ses membres, veut s'assurer que l'électricité demeurera la meilleure solution pour répondre aux besoins en énergie du Québec tant en terme de **qualité du service** que de **coût**.

**Indice de continuité de service en heures d'interruption par client par année.**

### Références :

*Le distributeur présente en **HQD2 document 2 page 29** un bref historique, de 1999 à 2001 (3 ans), de l'indice de continuité **redressé**. Dans sa requête les données de l'indice **réel** pour ces trois mêmes années sont également présentées. **Indice redressé indice réel 1999 2.16 5.27 2000 1.97 2.84 2001 2.11 3.82 cible 2002 2.00***

### Demandes :

1.1 Quels sont les facteurs/ événements qui ont été pris en considération pour **redresser** l'indice. Prière de les identifier pour chaque année avec leur quantification en heures.

### Réponse:

**Avant 1999, le redressement du IC s'est effectué au fil des ans, sur la base de l'ampleur et du caractère exceptionnel des pannes survenues sur le réseau suite à des événements météorologiques majeurs. Depuis 1999, suite au verglas 1998, ces événements ont été caractérisés. Pour qu'un événement puisse être redressé, les paramètres de ce dernier doivent excéder les critères de conception du réseau. Actuellement, les paramètres considérés sont la vitesse du vent en période feuillée et non feuillée et l'épaisseur de neige mouillée ou de glace.**

**Aussi, depuis 1999, un second type d'événement est redressé dû au fait qu'il est produit par un facteur externe et à son caractère incontrôlable. Ce sont les interruptions causées pour des fins de santé-sécurité à la demande d'un tiers: interruption à la demande de pompiers, policiers pour cause d'incendie/fuite de gaz.**

Toujours depuis 1999, un troisième type d'événement a été redressé. Il concerne l'ensemble des interruptions planifiées sur le réseau souterrain dans le cadre d'un programme spécial de remplacement systématique d'une pièce d'équipement jugée à risque pour la sécurité des employés.

**Répartition et quantification (heures)  
des évènements redressés sur le IC.**

Année	1999	2000	2001
<b>Causes</b>	<b>IC</b>	<b>IC</b>	<b>IC</b>
Événement climatique	2,913	0,538	1,601
Événements Incendie/fuite de gaz	0,102	0,096	0,100
Programme spécial	0,110	0,240	0,029
<b>Total</b>	<b>3,125</b>	<b>0,874</b>	<b>1,730</b>

1.2 Pour être en mesure de bien réaliser la performance, pourriez-vous fournir les données historiques des 10 dernières années soit de 1992 à 2001 tant sur une base réelle que redressée.

**Réponse:**

<b>Indice de continuité (heures)</b>		
<b>Année</b>	<b>Base réelle</b>	<b>Base redressée</b>
<b>1992</b>	<b>3,58</b>	<b>3,09</b>
<b>1993</b>	<b>3,81</b>	<b>3,17</b>
<b>1994</b>	<b>3,468</b>	<b>3,077</b>
<b>1995</b>	<b>2,521</b>	<b>2,308</b>
<b>1996</b>	<b>2,671</b>	<b>2,401</b>
<b>1997</b>	<b>4,840</b>	<b>2,022</b>
<b>1998</b>	<b>41,814</b>	<b>2,658</b>
<b>1999</b>	<b>5,274</b>	<b>2,157</b>
<b>2000</b>	<b>2,844</b>	<b>1,968</b>
<b>2001</b>	<b>3,820</b>	<b>2,109</b>

1.3 a) Afin de s'assurer que cet indice moyen est bien représentatif pour tout le territoire du Québec, pourriez-vous fournir ces données historiques de 1992 à 2001 sur une base territoriale.

**Réponse:**

**Pour les années 1992 et 1993, le nombre et les subdivisions des territoires étaient différents. Les données ci-dessous correspondent au découpage territorial actuel.**

Indice de continuité (Brut)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Laurentides	5,517	3,521	3,34	11,4	30,593	7,839	2,933	5,877
Montmorency	2,445	2,208	1,986	3,999	2,992	2,111	2,474	3,627
Montréal	2,016	1,642	1,357	1,859	17,937	5,7	3,074	3,206
Nord-Est	2,845	2,967	6,508	2,191	2,436	2,759	4,646	2,842
Richelieu	4,309	2,613	2,614	3,372	134,82	5,945	2,062	2,936
Réseaux autonomes	3,285	4,865	2,03	6,643	2,867	2,034	2,922	3,078
<b>Territoires</b>	<b>3,468</b>	<b>2,521</b>	<b>2,671</b>	<b>4,84</b>	<b>41,814</b>	<b>5,274</b>	<b>2,844</b>	<b>3,82</b>

Indice de continuité (Redr.)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Laurentides	4,808	3,29	3,34	2,929	3,648	2,709	2,715	2,451
Montmorency	2,375	1,883	1,986	1,636	1,569	1,753	1,568	1,686
Montréal	1,721	1,53	1,357	1,645	2,427	1,824	1,819	2,544
Nord-Est	2,823	2,912	3,49	2,191	2,475	2,721	2,48	2,004
Richelieu	3,685	2,329	2,614	1,76	2,944	2,106	1,487	1,634
Réseaux autonomes	3,285	4,865	2,03	6,643	3,034	2,034	2,922	2,423
<b>Territoires</b>	<b>3,077</b>	<b>2,308</b>	<b>2,401</b>	<b>2,022</b>	<b>2,658</b>	<b>2,157</b>	<b>1,968</b>	<b>2,109</b>

1.3b) Y a-t-il des localités qui sont considérées comme des points « chauds », l'indice étant jugé trop élevé? Depuis combien de temps ces localités sont-elles dans un tel état? Quelles sont les actions envisagées à court terme et leur échéancier pour redresser la situation?

**Réponse:**

**Chaque territoire a un mécanisme de suivi lui permettant d'identifier les lignes ou localités présentant une mauvaise performance de l'indice de continuité. Le tableau suivant dresse la liste des principaux cas pour lesquels des actions spécifiques de réduction de l'indice de continuité de service sont en cours.**

Localités	IC redressé (heures)	Durée (années)	Actions en cours
Notre-Dame des Laurentides	10,6 à 5,3.	~ 3	-Maîtrise de la végétation contrecarrée par des refus d'abattage -Abattage d'arbres dangereux
St-Alexis-des-Monts	6,3	~ 3	-Abattage d'arbres dangereux
St-Henri de Lévis	6,3	~ 3	-Analyse en cours
Rivière-au-tonnerre / Havre-St-Pierre	~23*	-	-Programme de remplacement isolateurs défectueux 2001-2003
Outremont	4,2 à 6,2	3	-Analyse en cours
Pierrefonds / Ste-Geneviève / DDO / Île-Bizard	1,3 à 6,6	3	-Réorganisation des programmes de maîtrise de la végétation
Hampstead	4,5 à 9,6	3	-Réfection des installations vétustes du réseau résidentiel
Belleterre	21 à 34	5	-Élagage, abattage et déboisement en 2001 (cycle de 3 ans)
Manouane	30 à 45	5	-Déboisement et abattage en 2002-2003
Saint-Guillaume	19 à 28	5	-Déboisement et élagage en 2002-2003
Kazabazua	11 à 17	5	-Élagage, abattage et déboisement en 2002-2003
Alleyn et Cawood	13 à 22	5	-Élagage, abattage et déboisement 2000-2002-2003
Richmond / L'Avenir	4,6 à 11,5	3	-Élagage, abattage d'arbres dangereux -Reconstruction de réseau -Construction de lien robuste à l'étude
Ste-Julie	1 à 6	4	-Maîtrise de la végétation contrecarrée par des refus d'abattage > 50% des cas -Plan d'actions et rencontre avec municipalité.
Orford, Bonsecours	8 à 12,5	3	-Installation de poteaux mi-portées en 2003 (portées très longues)

Localités	IC redressé (heures)	Durée (années)	Actions en cours
L'Île-du-Havre-Aubert	~ 9**	> 2	-Réseau radial exposé à de forts vents (détachement de conducteurs) -Réfection de la ligne afin de réduire le IC dû au vent.
Grosse Îles	~ 12**	> 2	-Réseau radial exposé à de forts vents -Renforcement des points faibles du réseau MT
La Tabatière / Mutton-Bay / Tête-à-la-baleine / Aylmer Sound / Chevery / Harrington-Harbour	~ 20**	> 2	-Réseau radial exposé à de forts vents -Accessibilité de 80 % des localités uniquement par voie aérienne -Renforcement des points faibles du réseau MT
Akulivik	~10**	2	-Ajout d'équipements afin de permettre aux opérateurs de modifier le réseau en attendant l'arrivée de monteurs lors de pannes
Weymontachie	~ 8**	2	-Ajout d'équipements afin de permettre aux opérateurs de modifier le réseau en attendant l'arrivée de monteurs lors de pannes

\* IC brut Distribution

\*\* IC brut Distribution, Transport et Production

1.4 La cible de 2 heures d'interruption par client visée pour 2002 s'adresse-t-elle de la même façon pour les régions urbaines, semi-urbaines ou rurales ? Si différente prière de l'identifier.

**Réponse:**

La cible de 2 heures pour 2002 représente une moyenne provinciale pour l'ensemble de nos clients. Cette cible provinciale est par la suite déployée selon nos cinq territoires administratifs. Chaque territoire a donc sa propre cible, celle-ci représentant une cible moyenne pour l'ensemble de ses clients. Le déploiement s'arrête au niveau global du territoire pour 2002. Il n'y a donc pas de cibles qui s'adressent spécifiquement aux régions urbaines, semi-urbaines ou rurales.

**2. Avis aux clients lors d'interruptions planifiées.**

**Références**

*En HQD-2 document 2 page 19, le distributeur fait état qu'entre juillet et décembre 2001, 77% des clients interrompus lors d'interventions planifiées ont été avisés à l'avance.*

**Demande :**

2.1 Pourriez-vous nous indiquer si cette excellente pratique sera systématiquement mise en place à l'avenir et si elle s'applique tant à la clientèle résidentielle que d'affaire.

**Réponse:**

**Cette pratique est systématiquement mise en place et elle s'applique tant à la clientèle résidentielle que d'affaire.**

**3. Taux de réponse téléphonique dans les délais.**

**Références :**

*En HQD-2 document 3 page 3, le distributeur fournit les données suivantes :  
2002 2001 clientèle résidentielle 180 sec et moins 91% 87% clientèle  
commerciale 120 sec et moins 89% 89%*

**Demandes :**

3.1 Pour mettre en perspective la performance, pourriez-vous nous fournir ces données sur un historique de 10 ans soit de 1992 à 2001.

**Réponse:**

**Ces données n'étant disponibles que depuis 2000, voici les statistiques 2000:**

<b>Clientèle résidentielle</b>	<b>180 sec</b>	<b>70%</b>
<b>Clientèle commerciale</b>	<b>120 sec</b>	<b>86%</b>

3.2 Le rapport d'activité 2001 d'Hydro-Québec en page 12 fait état d'une mesure plus pertinente de la qualité du service concernant cet indicateur soit le taux de réponse téléphonique en 20 sec et moins. Pourriez-vous nous fournir l'évolution de cet indicateur de 1992 à 2001 tant pour la clientèle résidentielle que commerciale.

**Réponse:**

**Ces données n'étant disponibles que depuis 1999, voici les statistiques 1999 et 2000:**

<b>1999</b>	<b>Clientèle résidentielle</b>	<b>38%</b>
	<b>Clientèle commerciale</b>	<b>67%</b>
<b>2000</b>	<b>Clientèle résidentielle</b>	<b>56%</b>
	<b>Clientèle commerciale</b>	<b>62%</b>

3.3 Quel est le pourcentage de clients (rés. et com..) qui en 2000 et 2001 ont dû attendre plus de 5 minutes (300 sec) pour communiquer avec l'entreprise?

**Réponse:**

**Cette information n'est pas disponible.**

3.4 Pour cet indicateur comment sont comptabilisés les clients qui ont tenté de rejoindre l'entreprise mais qui, dû à l'attente, se sont découragés et ont raccroché?

**Réponse:**

**Cette donnée est comptabilisée sous la forme du taux d'abandon qui se définit comme suit :  
Nombre de clients qui ont abandonné ( raccrochés avant d'être répondus)/ nombre de clients qui ont tenté de rejoindre l'entreprise.**

#### **4. Charges d'exploitation et autres charges**

**Demandes :**

4.1 Afin d'avoir une bonne perspective de l'évolution et mesurer la performance, pourriez vous nous fournir les **charges d'exploitation** et les **autres charges** au cours des 10 dernières années sur la même base que les données fournies dans la présente requête.

**Réponse :**

**L'information souhaitée sur une période de dix ans n'est pas disponible et ne peut être colligée de façon adéquate. De plus, cette demande déborde du cadre de la présente cause.**

4.2 Compte tenu que Hydro-Distribution gère deux processus d'affaire distincts soit le **processus de commercialisation** qui inclut les activités relatives au service à la clientèle et le **processus de distribution** qui a trait à la gestion du réseau de distribution proprement dit, veuillez nous ventiler pour les 10 dernières années les **charges d'exploitation** et les **autres charges** selon ces deux processus d'affaires.

(La gestion selon ces deux processus est d'ailleurs reflétée dans la structure organisationnelle du groupe en **HQD-2 document 4.1 et 4.2**)

**Réponse:**

Tel que reflétée dans la structure organisationnelle, Hydro-Québec Distribution gère deux processus d'affaires distincts, soit le processus de commercialisation et celui de distribution. Le tableau suivant détaille par processus la ventilation des «charge d'exploitation» et les «autres charges» pour les 3 années:

- Année historique: 2000-2001
- Année de base: 2001-2002
- Année témoin projetée : 2002-2003

	Année historique		Année de base		Année témoin projetée	
	2000-2001		2001-2002		2002-2003	
	Distribuer	Commercialiser	Distribuer	Commercialiser	Distribuer	Commercialiser
<b>Charge d'exploitation</b>	419,7	463,5	436,6	467,6	422,4	482,7
<b>Autres charges</b>						
Mazout	22,0	-	26,0	-	24,9	-
Amortissement	334,0	84,9	350,8	70,1	353,8	62,8
Taxes	78,6	10,0	94,4	4,7	98,8	7,2
Frais financiers	494,8	105,1	475,7	72,4	476,3	57,9
<b>Total</b>	<b>1 349,2</b>	<b>663,5</b>	<b>1 383,4</b>	<b>614,8</b>	<b>1 376,2</b>	<b>610,6</b>

4.3 Afin de pouvoir faire une analyse de l'évolution des coûts sur une base unitaire, pourriez vous nous fournir pour les 10 dernières années les ventes en KWh transité par le réseau de distribution tant en basse qu'en moyenne tension de même que les ventes effectuées au Québec au cours de ces années.

**Réponse:**

**Voir la réponse fournie à la question 1.1 de la Régie de l'énergie à la pièce HQD-10, Document 1.**

**La répartition des ventes selon la moyenne et la basse tension n'est pas disponible.**

4.4a) Comment se compare pour le processus **de distribution**, le coût unitaire en ¢ par KWh transité par ce réseau (ventes basse et moyenne tension) avec celui des entreprises de distribution d'électricité d'Amérique du Nord (balisage).

**Réponse:**

**L'information telle que demandée n'est pas disponible.**

4.4b) Le processus d'affaire **de commercialisation** qui comprend les services à la clientèle est composé d'une série d'activités bien distinctes qui se retrouvent dans toute entreprise notamment électrique et qui par conséquent se prête très bien à un balisage sur la base des coûts unitaires. La structure organisationnelle des services à la clientèle présentée en **HQD-4 document 5.2** illustre bien cette segmentation d'activités.

Pourriez-vous nous indiquer comment se comparent les coûts unitaires ou les indicateurs économiques appropriés des activités suivantes avec ceux encourus par d'autres distributeurs d'électricité en Amérique du Nord : relève des compteurs et mesurage, facturation, encaissement, recouvrement. Quelles sont les charges d'exploitation totales de chacune de ces activités en 2001?

**Réponse:**

**L'information relative à la comparaison des coûts unitaires avec d'autres distributeurs n'est pas disponible. Voir également la réponse fournie à la question 1.2 de la Régie de l'énergie à la pièce HQD-10, document 1.**

**En ce qui concerne les charges d'exploitation de chacune de ces activités, elles apparaissent au tableau suivant.**

**Charges d'exploitation totales 2001**

	<b><u>Charges expl. Totales</u></b> <b><u>(en millions \$)</u></b>
Relève des compteurs	59,5
Mesurage	92,1
Facturation	20,2
Encaissement	7,4
Recouvrement	109,0

**Les charges d'exploitation totales incluent l'ensemble des dépenses présentées dans le calcul du revenu requis. Les revenus de facturation externe et interne ne sont pas inclus.**