

MARCHAND, LEMIEUX

AVOCATS

STÉPHANIE ASSOULINE
NATHALIE BRIÈRE
PAUL CHARBONNEAU
JOSÉE DELAND
ÉRIC FRASER
CHRISTIAN HOUDE
LINE JANELLE
JEAN-FRANÇOIS LACASSE
JACINTE LAFONTAINE
LUCIE LALONDE
JULIE LAPIERRE
LOUIS LEGAULT
NICOLE LEMIEUX
GILLES MARCHAND
JEAN-FRANÇOIS MERCURE

F. JEAN MOREL
MARIA MOUDFIR
CATHY NOSEWORTHY
JOCELYNE PAQUETTE
PASCAL PARENT
MICHEL PASINI
DOMINIQUE PICHÉ
JUDITH PLOURDE
LOUIS PRÉVOST
JEAN RAJOTTE
SYLVY RHÉAUME
MICHEL SIMARD
JEAN-OLIVIER TREMBLAY
SIMON TURMEL

CONTENTIEUX
HYDRO-QUÉBEC
75, BOUL. RENÉ-LÉVESQUE OUEST, 4^e ÉTAGE
MONTRÉAL H2Z 1A4
TÉLÉPHONE : (514) 289-2211, POSTE 2068
TÉLÉCOPIEUR : (514) 289-5197

Le 15 octobre 2002

Par messagerie

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Case postale 001, Tour de la Bourse
800, Place Victoria, bureau 255
Montréal, Québec
H4Z 1A2

OBJET : Dépôt du rapport annuel du Transporteur en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et de la décision D-2002-175 du 14 août 2002
Dossier de la Régie : R-3482-2002
Notre dossier : S-26063/FJM/NL

Chère consoeur,

Par la présente, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le «Transporteur») dépose auprès de la Régie dix (10) exemplaires de même qu'une version électronique sur CD-ROM du rapport annuel prévu à l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la «Loi»).

Ce premier rapport annuel à la Régie couvre l'année 2001 et reflète donc la situation du Transporteur au 31 décembre 2001.

Il contient les renseignements décrits à l'annexe 1 de la décision D-2002-175 rendue par la Régie en date du 14 août 2002 dans le dossier R-3482-2002.

MARCHAND, LEMIEUX

2

Il contient également les renseignements décrits à l'annexe 8 de la décision D-2002-95 rendue par la Régie en date du 30 avril 2002 dans le dossier R-3401-98. Toutefois, les données présentées dans ce premier rapport annuel du Transporteur n'en intègrent pas les effets financiers ou statistiques puisqu'une décision complémentaire finale doit encore être rendue par la Régie pour procéder à l'application des tarifs de transport résultant de cette décision de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2001.

Comme les informations demandées par ces deux (2) décisions consécutives de la Régie se recourent à plusieurs égards, certaines des exigences contenues à la décision D-2002-95 ont été adaptées pour tenir compte du fait qu'elles sont couvertes par la décision générique D-2002-175.

Par exemple, l'analyse comparative des volumes de ventes en GWh, prévue dans la décision D-2002-95, n'est pas présentée puisqu'elle est remplacée par la présentation de la répartition des ventes par type de clientèle en MW, exigée en vertu de la décision D-2002-175.

Veillez agréer, chère consœur, l'expression de nos sentiments distingués.

MARCHAND, LEMIEUX

F. Jean Morel

FJM/cl

Pièces jointes

RAPPORT ANNUEL 2001 DU TRANSPORTEUR

**EN VERTU DE L'ARTICLE 75 DE LA
*LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE***

**Déposé à
la Régie de l'énergie**

Octobre 2002

LISTE DES PIÈCES

<u>Pièce</u>	<u>Doc.</u>	<u>Description</u>
RENSEIGNEMENTS REQUIS SELON LA DÉCISION D-2002-175 RENDUE LE 14 AOÛT 2002 (R-3482-2002)		
HQT-1	1	Conciliation du paragraphe 3 de l'article 75 (actif, passif, dépenses et revenus) avec les données vérifiées d'Hydro-Québec "corporatif"
HQT-1	2	Organigramme corporatif incluant filiales et affiliés
HQT-1	3	Organigramme de TransÉnergie
HQT-1	4	Répartition des ventes par type de clientèle en MW et en \$ et nombre de clients (incluant historique depuis 1997)
HQT-1	5	Nombre de kilomètres de lignes de transport par niveau de tension
HQT-1	6	Évolution annuelle de l'effectif moyen
HQT-1	7	Rapport d'activité de TransÉnergie
HQT-1	8	Rapports publics fournis par TransÉnergie au NPCC
HQT-1	9	Bilan réel offre-demande en puissance lors de la dernière pointe, réparti entre le charge locale et le point à point et mesuré au point de transport le plus près du point de livraison
HQT-1	10	Bilan des plaintes
HQT-1	11	Nombre de contrats de raccordement
HQT-1	12	Liste des «événements rapportables» et rapport que le Transporteur prépare, pour dépôt au NPCC, pour chacune des occasions où une indisponibilité rencontre les critères d'«événement rapportable», soit une perte de charge de 300 MW et plus ou une perte de production de 500 MW et plus
HQT-1	13	Profil de charge annuel moyen et monotone de charge annuelle du réseau de transport et de chaque type de clientèle

LISTE DES PIÈCES

<u>Pièce</u>	<u>Doc.</u>	<u>Description</u>
RENSEIGNEMENTS REQUIS SELON LA DÉCISION D-2002-95 RENDUE LE 30 AVRIL 2002 (R-3401-98)		
HQT-2	1	État des résultats de l'activité réglementée
HQT-2	2	Base de tarification détaillée réelle (mensuelle et moyenne des 13 soldes)
HQT-2	3	Additions à la base de tarification (et explication des écarts)
HQT-2	4	Comparaison des moyennes et des soldes d'ouverture de la base de tarification
HQT-2	5	Calcul du fonds de roulement
HQT-2	6	Évolution du compte Matériaux et fournitures
HQT-2	7	Évolution des comptes de frais reportés
HQT-2	8	Taux de financement réel de la dette
HQT-2	9	Taux de rendement réel sur la base de tarification
HQT-2	10	Rendement sur l'avoir propre réel
HQT-2	11	Pointe observée, réelle et normalisée pour la température moyenne, pour chaque mois de l'année et date d'apparition de cette pointe, pour l'ensemble du réseau, la charge locale, le réseau intégré et le service de point à point
HQT-2	12	Puissances maximales appelées de la charge locale et du service en réseau intégré
HQT-2	13	Analyse comparative des volumes de ventes en GWh, nombre de clients et des revenus par type de clientèle (tarifs) sur une base mensuelle
HQT-2	14	Niveau réel des réservations du service de point à point à long terme, et ce, pour chaque mois de l'année

LISTE DES PIÈCES

<u>Pièce</u>	<u>Doc.</u>	<u>Description</u>
HQT-2	15	Prix unitaires moyens réels en ¢/kWh des ventes pour chaque service de transport: charge locale, service en réseau intégré, point à point de long terme et point à point de court terme
HQT-2	16	Données réelles portant sur les capacités réservées, la durée de réservation, les revenus et les prix unitaires des ventes de court terme, pour chacun des services horaire, quotidien, hebdomadaire et mensuel fermes et non fermes
HQT-2	17	Taux réel de pertes de transport
HQT-2	18	Indices de performance mentionnés à la section 9 (de la décision D-2002-95)

**CONCILIATION DU PARAGRAPHE 3 DE L'ARTICLE 75
(SON ACTIF, SON PASSIF, SES DÉPENSES ET SES REVENUS DE L'ANNÉE)
AVEC LES DONNÉES VÉRIFIÉES D'HYDRO-QUÉBEC
"CORPORATIF" ***

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

CONCILIATION AVEC LES DONNÉES VÉRIFIÉES D'HYDRO-QUÉBEC

Secteurs d'activités Pour la période se terminant le 31 décembre 2001 (en millions de \$)	Transport				Autres	Éliminations Intersectorielles	Hydro-Québec consolidé 2001
	Activités réglementées	Activités non réglementées	Éliminations*	Total			
Produits	2 610	579	-161	3 028	17 759	-8 209	12 578
Clients à l'externe	15	293	-7	301	12 292	-15	12 578
Intersectoriels	2 595	286	-154	2 727	5 467	-8 194	
Amortissement et déclassement	438	140		578	1 267		1 845
Frais financiers	953	187	-1	1 139	2 217	-6	3 350
Bénéfice net (perte nette)	404	32		436	672		1 108
Investissements en immobilisations	421	128		549	1 261		1 810
Actif total	15 039	4 026	-842	18 223	36 635	5 003	59 861

* Effet de consolidation

Explications complémentaires aux données du secteur Transport:

- Les éliminations relatives aux produits concernent essentiellement les services de télécommunications fournis à l'intérieur de la division Hydro-Québec TransÉnergie.
- Les éliminations relatives à l'actif total concernent majoritairement des placements dans des filiales non réglementées et mineurairement des comptes à recevoir d'entités apparentées.
- La pièce HQT-2, Document 1 présente l'état des résultats du Transporteur concilié avec l'état des résultats consolidés d'Hydro-Québec.

Passif relatif aux activités réglementées de transport

Hydro-Québec, et non ses divisions, émet des titres de dette sur les marchés financiers. Par conséquent, la division Hydro-Québec TransÉnergie n'a pas de dette propre sur les marchés financiers.

D'autre part la Régie de l'énergie a reconnu au Transporteur une structure du capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et portant sur son année tarifaire. Par conséquent, l'établissement d'un passif présumé en vertu de cette règle ne permet pas d'en réaliser une conciliation avec les données vérifiées d'Hydro-Québec pour son exercice financier se terminant le 31 décembre 2001.

Compte tenu de ce qui précède, le passif présumé du Transporteur en 2001 peut être établi de la façon suivante:

Base de tarification réelle (voir HQT-2, Document 2)	14 189 908 000 \$
x Portion Dette de la structure du capital	<u>70 %</u>
Passif présumé relatif aux activités réglementées	<u>9 932 935 600 \$</u>

Structure du capital

Quant à la structure du capital présumée du Transporteur comportant 70 % de capitaux empruntés, elle ne peut être comparée directement à celle d'Hydro-Québec puisqu'elle repose sur une recommandation d'expert fondée sur une comparaison avec des entités semblables.

Par ailleurs, les données réelles d'Hydro-Québec au 31 décembre 2001, qui concernent, entre autres, l'ensemble des activités de production, de transport et de distribution d'électricité, sont les suivantes:

Taux de capitalisation pour Hydro-Québec consolidée¹:

$$14\,834\text{ G}\$ / 55\,425\text{ G}\$ = 26,8\%$$

Taux de capitalisation pour Hydro-Québec non consolidée²:

$$14\,794\text{ G}\$ / 53\,072\text{ G}\$ = 27,9\%$$

Taux de capitalisation aux fins réglementaires³:

$$14\,794\text{ G}\$ / 49\,095\text{ G}\$ = 30,1\%$$

Portion Dette de la structure du capital aux fins réglementaires:

$$100\% - 30,1\% = 69,9\%$$

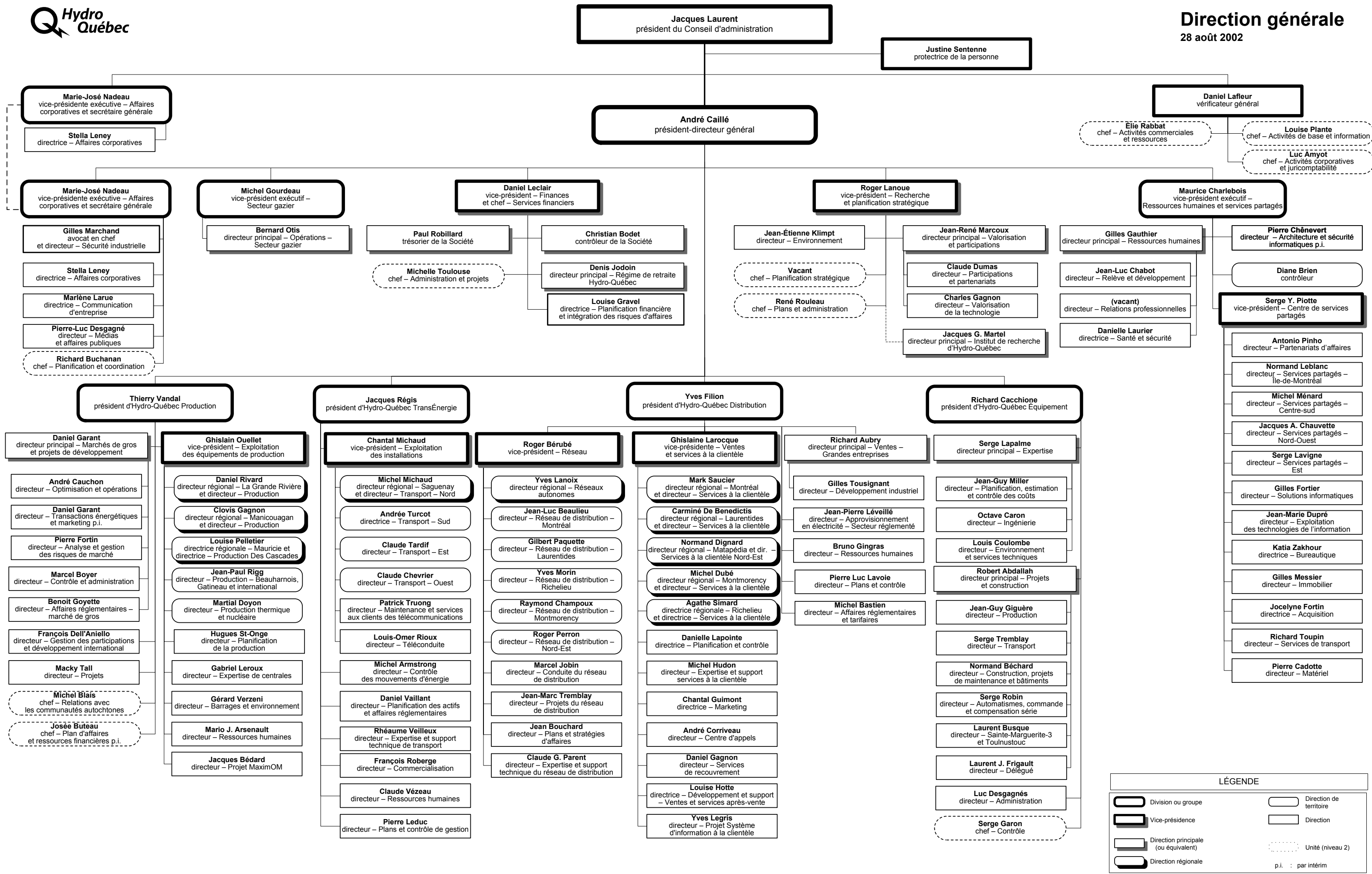
¹ Voir à la section Ratios financiers à la page 92 du Rapport annuel 2001 d'Hydro-Québec.

² Excluant les filiales et autres participations.

³ Taux de capitalisation d'Hydro-Québec non consolidée tenant compte de la dette ajustée du montant des frais reportés liés à la dette.

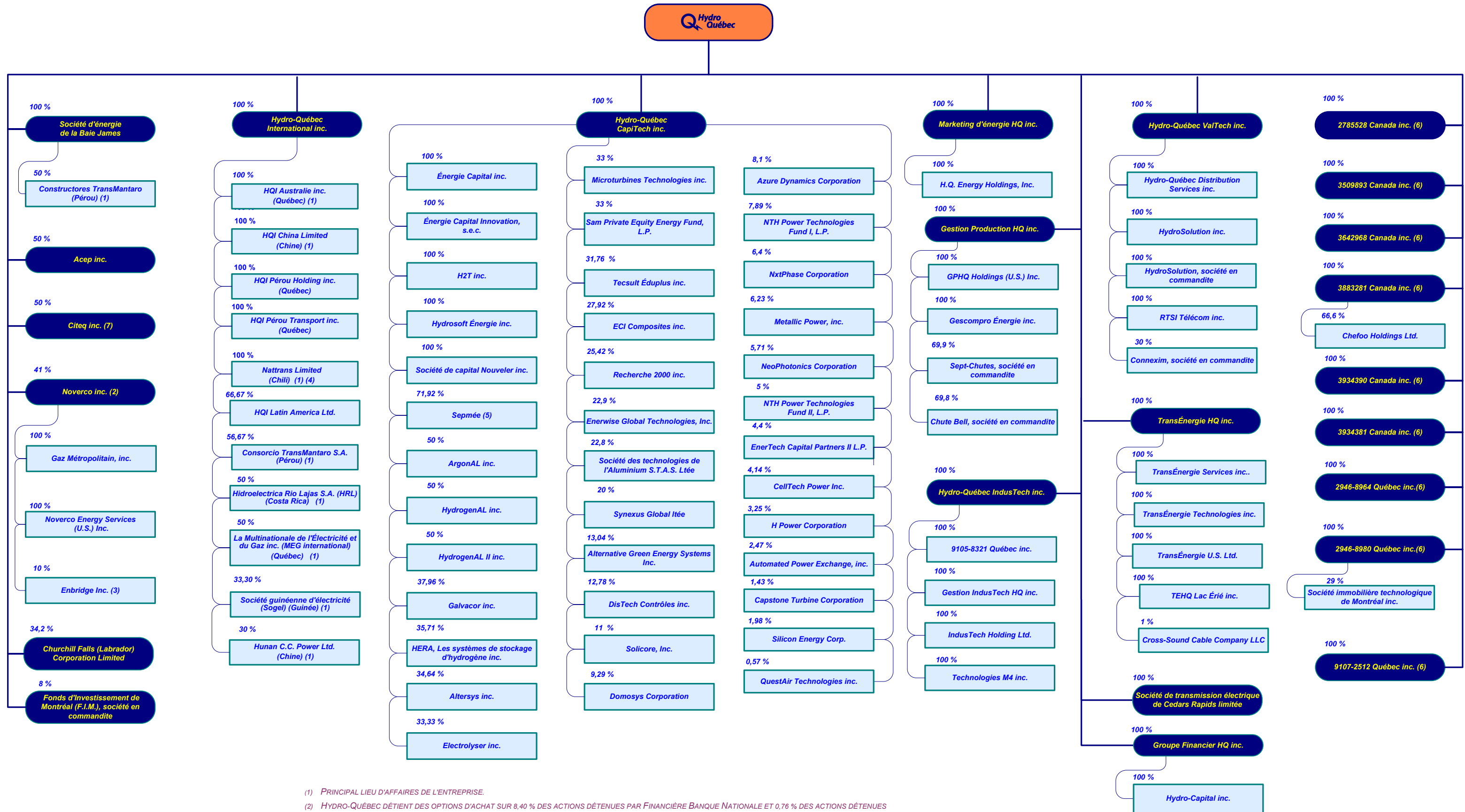
**ORGANIGRAMME CORPORATIF
INCLUANT FILIALES ET AFFILIÉS ¹**

¹ Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.



LÉGENDE

	Division ou groupe		Direction de territoire
	Vice-présidence		Direction
	Direction principale (ou équivalent)		Unité (niveau 2)
	Direction régionale		p.i. : par intérim



(1) PRINCIPAL LIEU D'AFFAIRES DE L'ENTREPRISE.

(2) HYDRO-QUÉBEC DÉTIENT DES OPTIONS D'ACHAT SUR 8,40 % DES ACTIONS DÉTENUES PAR FINANCIÈRE BANQUE NATIONALE ET 0,76 % DES ACTIONS DÉTENUES PAR LA CAISSE DE DÉPÔT ET PLACEMENT DU QUÉBEC.

(3) NOVERCO INC. DÉTIENT 10 % DES ACTIONS D'ENBRIDGE INC. DONT 1,1 % SONT DÉTENUES PAR GAZ MÉTROPOLITAIN, INC.

(4) DÉTIENT INDIRECTEMENT LES ACTIONS DANS HQI TRANSELEC CHILE S.A.

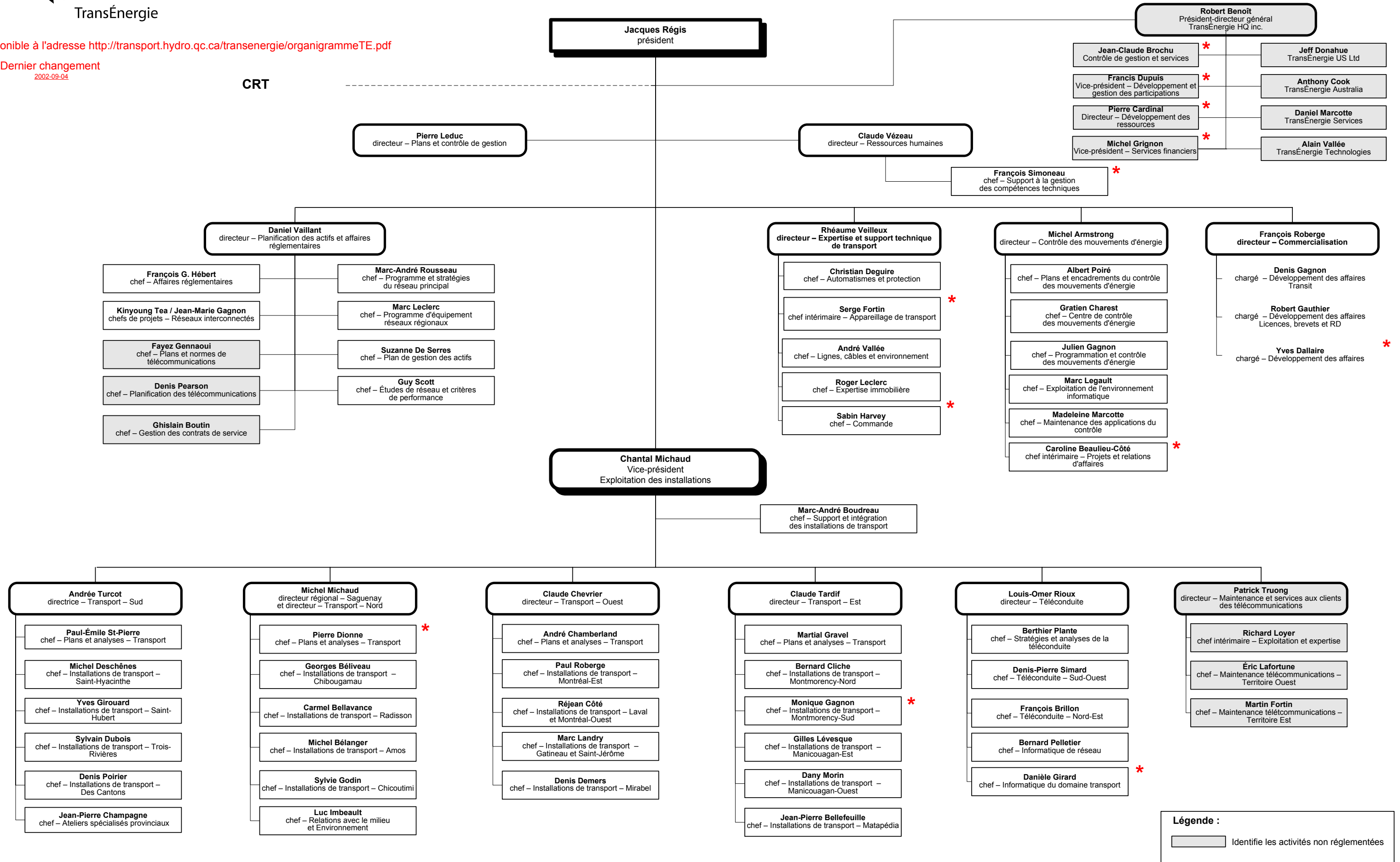
(5) LA DÉNOMINATION SOCIALE : SOCIÉTÉ D'ÉTUDES & DE PRODUCTION DE MATÉRIEL ÉLECTRIQUE ET ÉLECTRONIQUE LTÉE (SEPMÉE).

(6) PLACEMENT IMMOBILIER DE LA CAISSE DE RETRAITE DES EMPLOYÉS D'HYDRO-QUÉBEC - ACTIONS DÉTENUES PAR HYDRO-QUÉBEC À TITRE DE FIDUCIAIRE DE LA CAISSE DE RETRAITE DES EMPLOYÉS D'HYDRO-QUÉBEC.

(7) LA DÉNOMINATION SOCIALE : CENTRE D'INNOVATION SUR LE TRANSPORT D'ÉNERGIE DU QUÉBEC (CITEQ) INC.

ORGANIGRAMME DE TRANSÉNERGIE ¹

¹ Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.



**RÉPARTITION DES VENTES PAR TYPE DE CLIENTÈLE
EN MW ET EN \$ ET NOMBRE DE CLIENTS
(INCLUANT HISTORIQUE DEPUIS 1997) ***

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

Répartition des ventes par type de clientèle

Clientèle	1997	1998	1999	2000	2001
Transit (en MW)					
Charge locale ¹	28 657	27 882	30 897	30 562	29 346
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point long terme ²	2 705	2 755	2 904	4 000	3 785
Point à point court terme ³	2 748 864	1 671 214	7 443 185	2 773 592	1 695 852
Ventes (en M\$)					
Charge locale ⁴	1 506,7	2 260,0	2 260,0	2 260,0	2 260,0
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point long terme	137,2	209,6	220,9	304,3	280,8 ⁵
Point à point court terme	5,1	3,7	22,4	15,8	20,8
Nombre de clients					
Charge locale	1	1	1	1	1
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point long terme	1	1	1	1	2
Point à point court terme	2	2	3	5	3

¹ MW à la pointe de la charge locale, avec pertes de transport.

² MW réservés, sans pertes de transport.

³ Somme des MW horaires facturés au cours de l'année, avec pertes de transport.

⁴ Incluant 42 M\$ associés aux contrats avec Ontario Hydro et CRT (voir la page 14 de la pièce HQT-4, Document 1 du dossier tarifaire R-3401-98).

⁵ Auquel s'ajoute un montant de 7,1 M\$ facturé à Hydro-Québec Production pour compenser le montant de 42 M\$ crédité à la charge locale.

**NOMBRE DE KILOMÈTRES DE LIGNES DE TRANSPORT
PAR NIVEAU DE TENSION ***

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

Nombre de kilomètres de lignes de transport par niveau de tension

Tension	Postes (nombre)	Lignes (km)
765 kV et 735 kV	37	11 280
± 450 kV c.c.	2	1 218
315 kV	59	4 942
230 kV	50	3 081
161 kV	40	1 869
120 kV	216	6 546
69 kV ou moins	100	3 337
Total	504	32 273

Note: Cette information est également présentée au Rapport d'activité d'Hydro-Québec TransÉnergie.

ÉVOLUTION ANNUELLE DE L'EFFECTIF MOYEN *

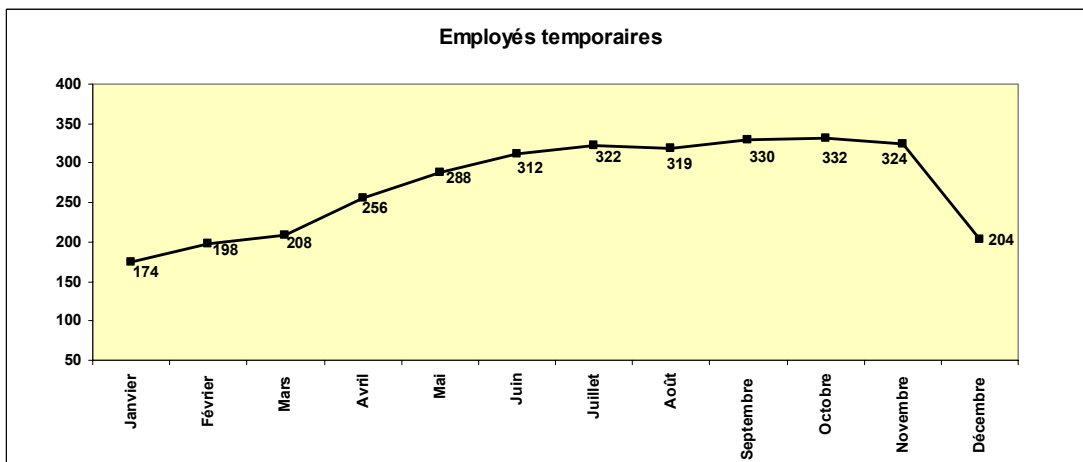
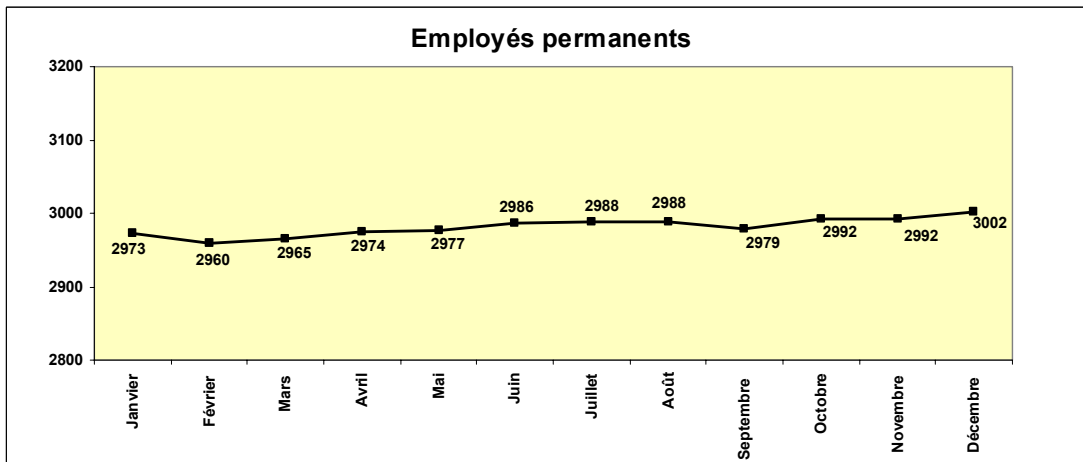
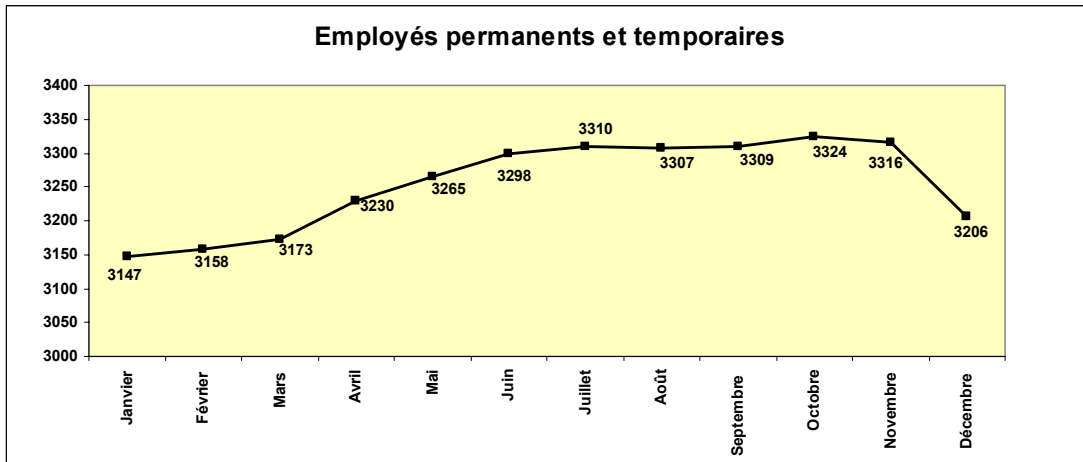
* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

L'effectif moyen annuel du Transporteur correspond au nombre d'années personnes du personnel (effectif permanent et temporaire) qui a été affecté aux activités réglementées de transport d'électricité.

Effectif moyen annuel

Catégorie	2000	2001
Permanent	2 966	2 981
Temporaire	226	272
Effectif moyen total	3 192	3 253

L'évolution de l'effectif au cours de l'année 2001 est présentée à la page suivante.



RAPPORT D'ACTIVITÉ DE TRANSÉNERGIE ¹

¹ Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

Rapport d'activité

Un transporteur fiable

2001

Qualité du service

Partenariat

Rendement



Profil de la division

Résultats financiers au 31 décembre 2001*

Produits	3 028 M\$
Amortissement et déclassé	578 M\$
Frais financiers	1 139 M\$
Bénéfice net	436 M\$
Investissements en immobilisations	549 M\$
Actif total	18 223 M\$

* Ces résultats financiers peuvent être revus en fonction de la décision qui sera prise par la Régie de l'énergie sur les tarifs applicables à compter du 1^{er} janvier 2001.

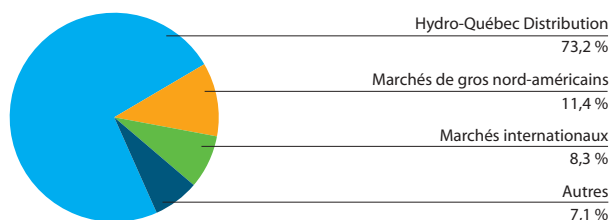
Capacité de transit des interconnexions avec les réseaux voisins hors Québec

Nos interconnexions hors Québec permettent les échanges d'énergie avec le Labrador, le Nouveau-Brunswick, l'Ontario et le nord-est des États-Unis.

Réseaux voisins	Mode importation	Mode exportation
Labrador	5 200 MW	0 MW
Nouveau-Brunswick	785 MW	1 200 MW
Ontario	585 MW	1 195 MW
Nouvelle-Angleterre	1 870 MW	2 305 MW
New York	1 000 MW	2 125 MW

Provenance des revenus d'Hydro-Québec TransÉnergie en 2001

Chiffre d'affaires d'Hydro-Québec TransÉnergie : 3 028 M\$



Effectifs en 2001

Quelque 3 200 employés de toutes spécialités contribuent au succès d'Hydro-Québec TransÉnergie, auxquels se sont ajoutées à la fin de 2001 environ 425 personnes des télécommunications.

Groupe d'emploi	Nombre de femmes	Nombre d'hommes	Nombre total d'employés
Bureau	222	36	258
Cadres	14	213	227
Ingénieurs	34	284	318
Métiers	20	1 301	1 321
Spécialistes	83	258	341
Techniciens	21	586	607
Professionnels	31	26	57
Répartiteurs	0	77	77
Total	425	2 781	3 206

Le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie au Québec

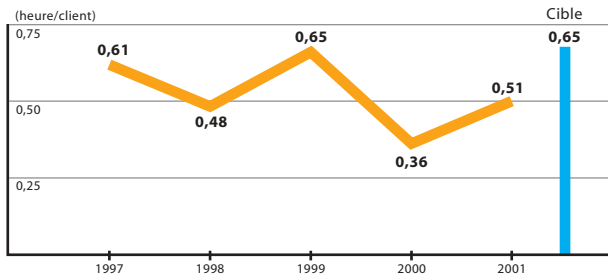
Le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie représente plus de 32 000 km de lignes à différentes tensions.

Tension	Postes (nombre)	Lignes (km)
765 kV et 735 kV	37	11 280
± 450 kV c.c.	2	1 218
315 kV	59	4 942
230 kV	50	3 081
161 kV	40	1 869
120 kV	216	6 546
69 kV et moins	100	3 337
Total	504	32 273

Principaux indicateurs

Indice de continuité du service

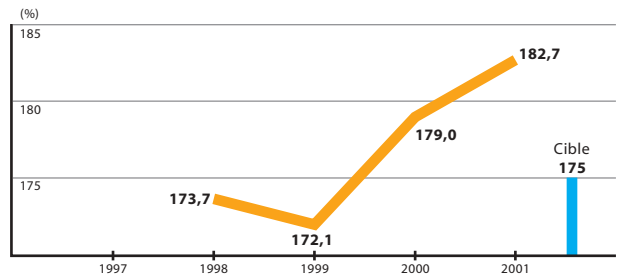
Notre cible en 2001 : demeurer au-dessous de 0,65.



Nombre d'heures moyennes d'interruption par client dues à des pannes ou à des interruptions programmées sur le réseau de transport, à l'exclusion des événements exceptionnels tels que le verglas de janvier 1998.

Performance du réseau : critère CPS1

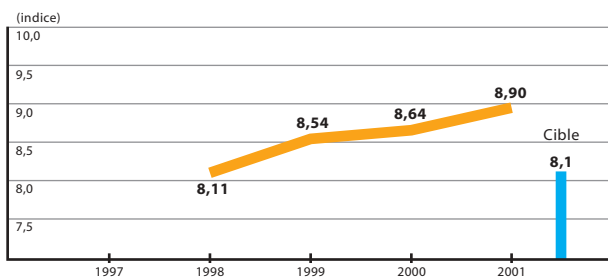
Notre cible en 2001 : demeurer au-dessus de 175 %.



Indicateur recommandé par le NERC pour mesurer la conformité de la fréquence de l'onde (60 Hz). Plus le pourcentage est élevé, plus les variations de fréquence sont faibles ; le seuil fixé par le NERC est de 100 %.

Satisfaction des grandes entreprises clientes

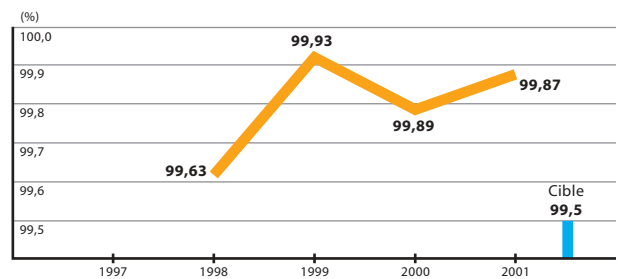
Notre cible en 2001 : demeurer au-dessus de 8,1.



Moyenne de satisfaction (échelle de 1 à 10) des grandes entreprises clientes qui sont reliées au réseau de transport et avec lesquelles Hydro-Québec TransÉnergie a des ententes de partenariat. L'indice mesure la satisfaction quant à la fiabilité et aux enjeux techniques.

Performance du réseau : critère CPS2

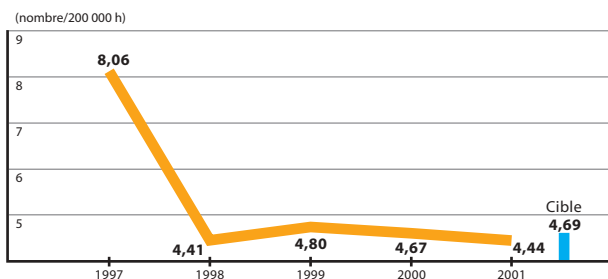
Notre cible en 2001 : demeurer au-dessus de 99,5 %.



Indicateur recommandé par le NERC pour mesurer le respect des variations moyennes de fréquence par rapport à une constante prédéterminée. Le résultat représente le pourcentage de temps où les variations de fréquence sont respectées ; le seuil fixé par le NERC est de 90 %.

Fréquence des accidents du travail

Notre cible en 2001 : demeurer au-dessous de 4,69.

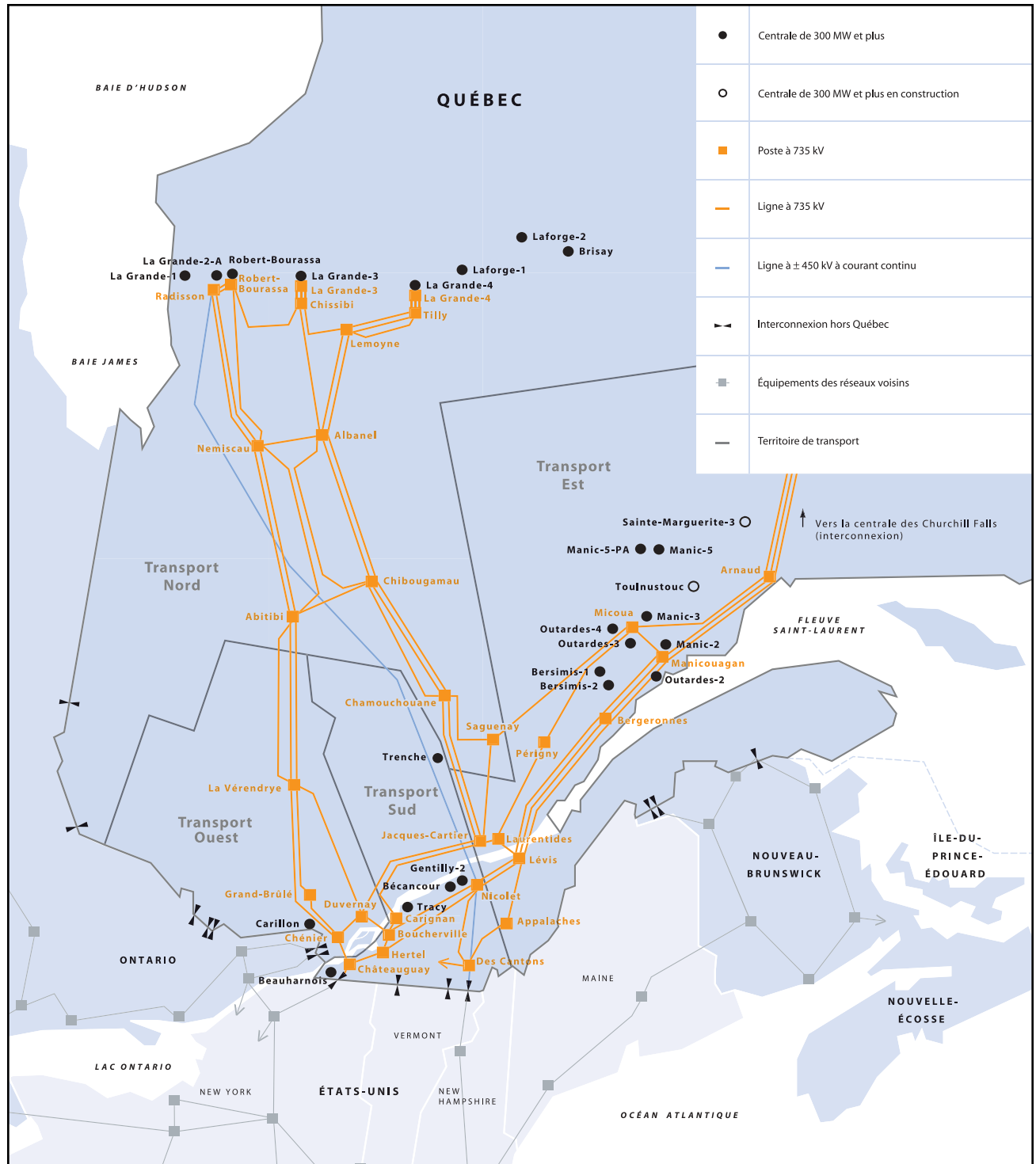


Nombre de fois où des accidents du travail ont nécessité une assistance médicale et ont causé une perte de temps de travail, par 200 000 heures travaillées.

Le réseau principal

Hydro-Québec TransÉnergie est la division d'Hydro-Québec chargée du transport de l'électricité. Elle exploite le plus vaste réseau de transport en

Amérique du Nord et achemine une énergie de qualité à une clientèle répartie au Québec, au Canada et aux États-Unis.



Sommaire

Message du président	2
Performants au quotidien	4
Branchés sur l'avenir	12
Sensibles aux environnements	18
Créateurs de valeur ajoutée	24

Notre mission

- Transporter l'électricité au meilleur coût et avec le niveau de qualité attendu en vue de satisfaire la demande d'électricité et l'offre requise, tout en assurant la pérennité optimale et le développement du réseau de transport, incluant les réseaux de télécommunications, dans une optique de développement durable.
- Assurer les mouvements d'énergie sur le réseau de transport sous notre juridiction, au meilleur coût et selon la qualité attendue, tout en respectant les règles régissant l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord.
- Élaborer les stratégies de commercialisation de nos activités.
- Assumer la responsabilité des dossiers de la division devant la Régie de l'énergie.
- Assumer la responsabilité de la gestion du portefeuille international.

1

Unités de mesure

MS : million de dollars

MW : mégawatt ou million de watts

kV : kilovolt ou millier de volts



L'année 2001 nous a permis de consolider nos acquis. Notre personnel s'est pleinement consacré à cet exercice fondamental pour le développement de la division. À la lecture de ce rapport d'activité, vous découvrirez comment les femmes et les hommes d'Hydro-Québec TransÉnergie soutiennent, par leur expertise et leur engagement, les avancées nécessaires à notre réussite sur tous les fronts d'affaires.

Notre base d'affaires : un réseau consolidé

Nous avons poursuivi et mené à terme les grands projets des récentes années, tels la modernisation du Centre de conduite du réseau et la mise en service de l'automatisme RPTC (rejet de production et télé-délestage de charge). Dans le cadre de notre programme de remise à neuf d'équipements, nous avons accru le nombre de nos ateliers dédiés à ces tâches : nos employés y acquièrent de nouvelles connaissances qui se traduisent à la fois par une plus grande autonomie de manœuvre et par des coûts évités.

La sécurité d'alimentation se trouve renforcée dans plusieurs régions, grâce à des améliorations de notre réseau ainsi qu'à une complémentarité accrue entre réseaux voisins. Plus de 80 % des travaux recommandés à la suite de la tempête de verglas de 1998 sont terminés ou en voie de l'être ; les deux plus importants projets à venir concernent le tronçon à 735 kV Saint-Césaire—Hertel et le poste de la Montérégie ainsi que l'interconnexion de 1 250 MW entre l'Outaouais et l'Ontario. Les activités menées à grande échelle dans nos territoires de transport font également l'objet de soins particuliers, en vue de la meilleure efficacité possible dans le respect des règles de fiabilité. Il en est résulté en 2001 de nouveaux gains pour nos clients sur le plan de la disponibilité des équipements et de la continuité du service.

Ces différents mandats se trouvent relancés par la publication, au cours de l'automne, du *Plan stratégique 2002-2006* d'Hydro-Québec. Tout en confirmant notre mission de transporteur fiable, le Plan nous invite à nous dépasser en matière de rentabilité et de services à valeur ajoutée.

Des apports sous forme d'innovations

À tous les échelons de nos activités, nous utilisons les meilleures technologies offertes par nos partenaires industriels ou par les firmes spécialisées. Notre désir d'être toujours à l'avant-garde nous amène, dans certains cas, à introduire des nouveautés conçues ou améliorées par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), en collaboration avec notre personnel.

Par exemple, depuis plusieurs années, nos employés mobilisent leur créativité pour réduire les effets du froid ou pour contrer l'usure des équipements. Ces travaux se déroulent selon un programme structuré d'innovation qui oriente les projets de recherche et développement tout en laissant de la place aux initiatives individuelles.

Dans le domaine de la transformation, nous mettrons à l'essai un transformateur à fréquence variable, fabriqué par GE Canada, qui facilitera les échanges avec les réseaux voisins.

S'insérer activement dans les milieux

Notre contribution à la qualité du cadre de vie prend plusieurs formes. En particulier, nous avons sensibilisé le personnel à la préservation de la couche d'ozone, et nous sommes à la veille de soumettre notre système de gestion environnementale à la certification ISO 14001, qui attestera de notre maîtrise des aspects environnementaux liés à nos activités.

Au bénéfice de notre clientèle, nous avons mis en place un guichet unique d'information facilitant les communications et les liens d'affaires avec les utilisateurs de notre réseau de transport.

Sur le plan réglementaire, nous prenons une place grandissante au sein des instances nord-américaines. Nous nous sommes notamment assurés que notre modèle de fiabilité, qui est équivalent à celui des organismes régionaux de transport déployés aux États-Unis, réponde aux exigences du North American Electric Reliability Council. Au Québec, la Régie de l'énergie a entendu nos arguments en matière de tarification et rendra sa décision en 2002. De plus, la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie* départage plus clairement les rôles des différents intervenants et désigne Hydro-Québec Distribution comme notre client principal.

**« Hydro-Québec TransÉnergie,
c'est toute une équipe
au rendez-vous de ses clients. »**



À l'étranger aussi, nous créons de la valeur. Nous détenons cinq sociétés de portefeuille au Chili, au Pérou, en Australie et aux États-Unis. Malgré les soubresauts de l'économie, notre projet commun au lac Érié avec Hydro One, la société responsable du transport de l'énergie électrique en Ontario, est toujours en élaboration. Nous entendons également poursuivre dans la voie tracée par le projet Cross Sound Cable, la première ligne marchande à voir le jour aux États-Unis.

Compter sur notre expertise

Nous avons conçu un plan intégré de gestion des compétences pour à la fois étendre notre savoir-faire et en favoriser le partage. Une première entente avec les syndicats vise la responsabilisation des employés de métiers, qui auront un rôle accru dans la planification et l'organisation de leur travail.

Une de nos actions à plus long terme a été de soutenir la formation universitaire en participant à la création à Montréal de l'Institut en génie de l'énergie électrique. Nous investissons ainsi dans le développement d'une relève de haut niveau pour nos propres besoins et pour ceux de l'ensemble de l'industrie énergétique québécoise.

3

Des résultats probants

Cette somme d'activités se traduit par une situation financière des plus avantageuses. En 2001, au-delà d'un chiffre d'affaires de 3,0 milliards de dollars, Hydro-Québec TransÉnergie a réalisé des bénéfices de 436 millions. Ces derniers sont en croissance de 10 % par rapport à 2000, en raison surtout de notre dynamisme sur les marchés internationaux. La contribution de la division s'élève ainsi à près de 40 % du bénéfice net d'Hydro-Québec.

Enfin, pour clore 2001, nous avons eu le plaisir d'accueillir parmi nous le personnel qui assure la gestion des activités de planification et de maintenance des réseaux de télécommunications d'Hydro-Québec. Ensemble, grâce à la synergie de nos efforts, nous pourrons encore mieux répondre aux attentes de nos clients.

Le président,

Jacques Régis

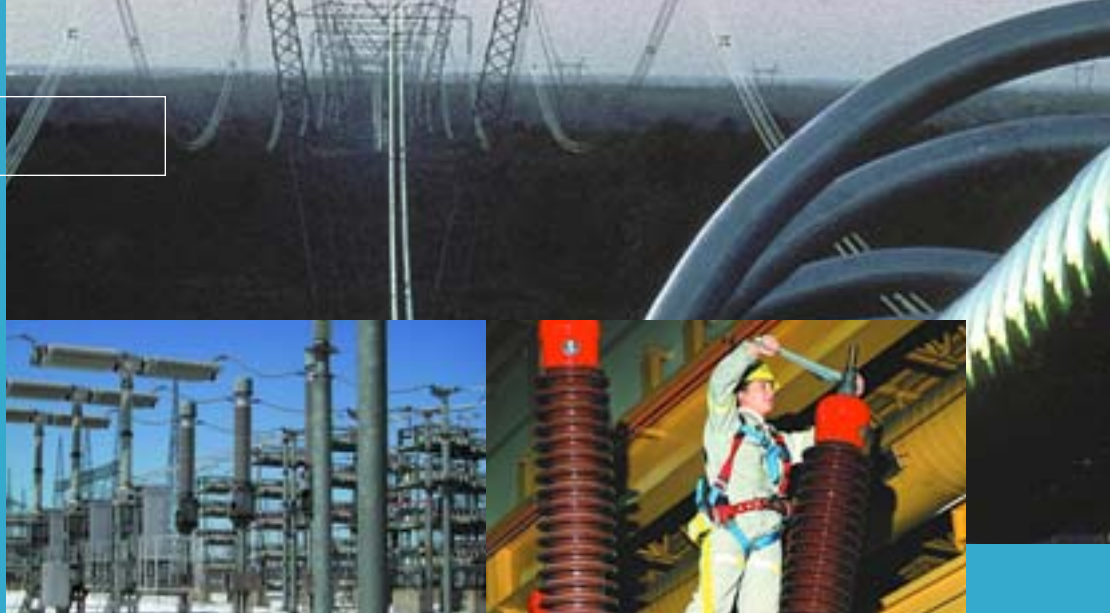
Performants au quotidien

Nous offrons mieux que l'essentiel

4



Notre fiabilité n'est pas l'effet du hasard. Jour après jour, les gens d'Hydro-Québec TransÉnergie travaillent à rendre le réseau plus accessible et plus performant, afin que nos clients bénéficient de services sans cesse améliorés.



Disjoncteurs au poste de la Nicolet.

Atelier de remise à neuf à Hull.

Innover dans nos façons de faire

- 6 ***Notre succès repose en grande partie sur la fiabilité et la capacité de nos installations. De plus en plus, des améliorations sont effectuées dans nos ateliers de remise à neuf, ce qui élargit l'éventail de nos habiletés techniques. Nous multiplions également les efforts pour prolonger les périodes de fonctionnement des équipements de transport, de façon à soutenir notre activité commerciale.***

Des équipements toujours plus disponibles

Nous avons testé une nouvelle stratégie de retrait d'équipements sur de courtes périodes, de manière à en assurer l'entretien sans compromettre les réservations de transit. Le projet pilote s'est déroulé au poste de Châteauguay, où nous avons réduit l'indisponibilité des convertisseurs à des durées de 1 jour, au lieu de 3, 9 ou 10 jours consécutifs. De plus, plusieurs travaux peuvent être interrompus à quelques heures d'avis, afin que nos clients puissent profiter des occasions de vente ou d'achat avec les réseaux voisins.

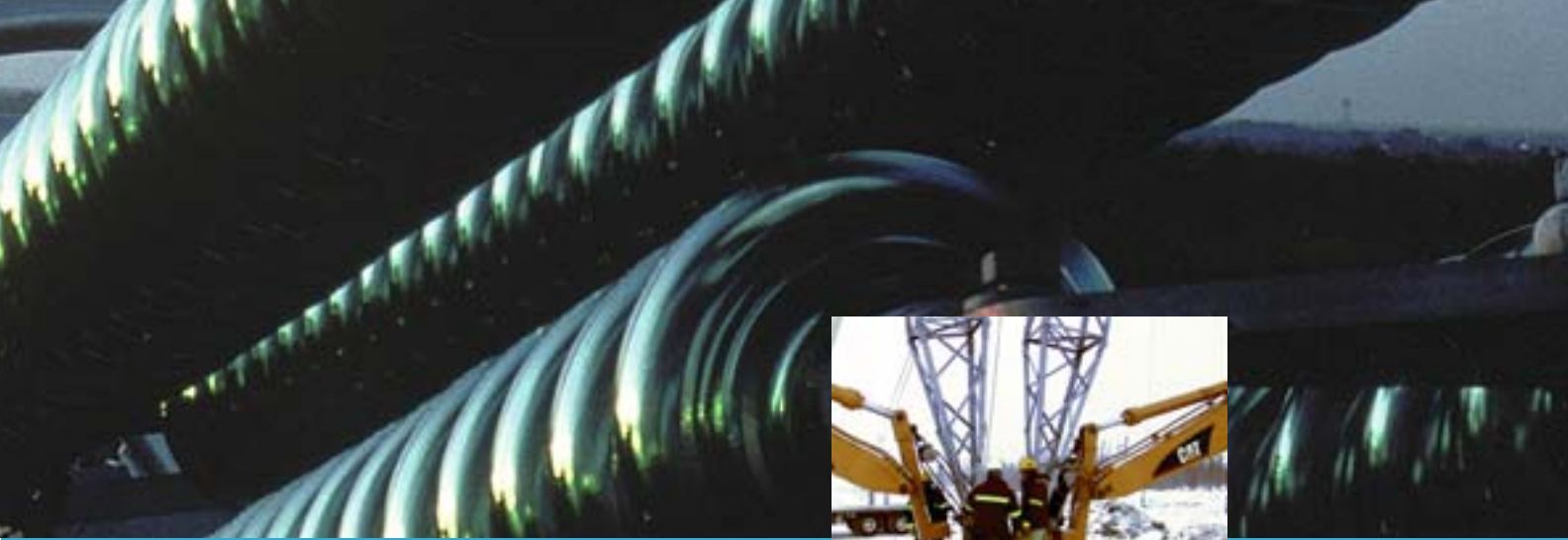
Au poste de Radisson, la procédure d'entretien a été complètement revue: le temps d'arrêt du convertisseur est passé de trente jours continus à deux fois huit jours par année. La période de disponibilité de l'attache Radisson-Nicolet-Sandy Pond est prolongée d'autant.

Rajeunissement de compensateurs et de disjoncteurs

Nous saisissons les occasions d'accroître notre savoir-faire, surtout quand elles sont source d'économies. Par exemple, nous avons remis à neuf nos premiers compensateurs synchrones. Cette expérience pilote, qui vise à prolonger de vingt à trente ans la vie utile des appareils, se poursuivra en 2002.

Refait à la fin de 2001, le compensateur statique du poste des Laurentides était prêt pour la pointe hivernale. Un seul de ces appareils préserve une capacité de transport d'environ 300 MW sur le réseau.

Par ailleurs, cinq ateliers sont nouvellement spécialisés dans la remise à neuf de disjoncteurs: aux centres administratifs d'Hochelaga, de Hull et de Saint-Jérôme ainsi qu'aux postes du Bout-de-l'Île et de Rockfield. En ce qui concerne les sectionneurs, trois ateliers sont maintenant en activité aux centres de Laval et de Saint-Jovite de même qu'au poste La Vérendrye.



Remblayage de fondations à la Baie-James.



Un hommage particulier à André Allard

Le 21 juin à La Grande-2, le président d'Hydro-Québec TransÉnergie, Jacques Régis, a inauguré un ponceau dédié à la mémoire d'André Allard. Des membres de la famille de M. Allard étaient présents à cette inauguration. M. Allard a travaillé pendant de nombreuses années à la Baie-James, avant d'occuper les fonctions de directeur régional – Saguenay et directeur – Transport Nord entre 1996 et 1999, année de son décès.

Dans le Nord, on isole

Les fondations de quelques pylônes à 735 kV, à la Baie-James, présentaient un début d'inclinaison causée par les faibles propriétés locales du sol et par l'action agressive du gel. Les correctifs ont consisté à mettre en place de nouvelles fondations remblayées avec un meilleur sol et isolées thermiquement. Ces travaux devaient être exécutés rapidement dans des conditions d'accès souvent difficiles, ce qui nous a amenés à modifier des pelles hydrauliques de manière à pouvoir lever le pylône entier pour dégager la fondation.

Au poste de Paugan, on construit

La partie à 120 kV du poste de Paugan, qui datait de 1927, a été complètement reconstruite afin d'en améliorer la sécurité. Les travaux ont également conféré une plus grande souplesse d'exploitation à l'interconnexion qui relie ce poste, situé en Outaouais, au réseau de l'Ontario.



Entretien préventif à la Baie-James.



La centrale de Beauharnois.

Configurer le réseau selon la demande

- 8 *Notre premier souci est de livrer une énergie de qualité dans d'excellentes conditions de fiabilité. À cette fin, les directions Transport implantent de nouvelles installations et mènent des réfections qui tiennent compte des exigences croissantes de notre clientèle.*

Les pointes absorbées en douceur

Froids d'hiver

Après l'entretien préventif, qui a lieu annuellement de mars à novembre, le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie était prêt à faire face à la pointe annuelle. Celle-ci a eu lieu le 22 février 2001 à 19 h. Les besoins québécois étaient alors de 30 277 MW, auxquels s'ajoutaient 3 900 MW livrés à l'extérieur du Québec.

Canicule

L'été de 2001 a été marqué par une charge record de juin à août, avec une pointe de 19 886 MW enregistrée le 10 août à 11 h 30. Le recours croissant à la climatisation au Québec est en partie responsable de cette hausse. Dans la coordination de l'entretien des équipements, nous tenons compte de ce phénomène ainsi que des exportations vers les réseaux voisins, dont ceux de l'Ontario et de l'État de New York, qui connaissent leur pointe annuelle en été.

Des renforcements essentiels

Montérégie

Les ouvrages déjà réalisés permettent d'alimenter 50 % de la charge du poste de Saint-Césaire en cas de panne. Afin de boucler le réseau à 120 kV de cette région, il reste à terminer la ligne à 735 kV qui doit relier le poste des Cantons et le poste Hertel ainsi qu'à construire le nouveau poste de la Montérégie. Le processus d'obtention des autorisations suit son cours avec la contribution de tous les responsables concernés. Nous prévoyons entreprendre ces travaux au cours de 2002.

Outaouais

Hydro-Québec TransÉnergie maintient son projet de construire une interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario, pour autant que les conditions permettent de rentabiliser un tel investissement. D'autres interventions sont prévues pour achever le renforcement du réseau de l'Outaouais et réduire les impacts d'un événement climatique majeur. Ces projets seront proposés à la Régie de l'énergie au cours de 2002.

Centre-ville de Montréal

En plus de compter sur la sécurité obtenue grâce au bouclage du centre-ville de Montréal, nous pouvons, si des circonstances exceptionnelles l'exigent, y diriger une partie de la production de la centrale de Beauharnois. Les possibilités d'alimentation passent ainsi de 500 MW à 1 050 MW.



Sainte-Marguerite-3 : des conducteurs de 50,1 mm de diamètre.

Le poste de Beauharnois-Ouest.

Boucherville

Maillon important de la boucle métropolitaine, le poste de Boucherville verra sa vie utile prolongée de quarante ans. Ce poste à 735 kV construit en 1965 est le plus ancien du genre dans la région de Montréal. Les modifications apportées aux systèmes de commande et de protection permettront de moderniser le poste et d'en assurer la pérennité. Les mises en service s'échelonneront de 2003 à 2005.

Alimentation à la hausse en Estrie

Deux interventions viennent répondre à une demande d'énergie croissante dans la région. D'abord, une ligne biterne à 120 kV a été construite entre les postes de Sherbrooke et de Saint-François, en remplacement de deux lignes monoternes. Il s'agit de la première ligne conçue selon les nouveaux critères de résistance aux événements climatiques.

Quant à la ligne à 120 kV Sherbrooke-Magog, le projet a été approuvé en vue d'une mise en service en 2002. Le tracé, établi de concert avec les municipalités, a été bien accueilli par le milieu. Les conducteurs sont supportés par une nouvelle famille de pylônes plus robustes, moins chers et mieux intégrés à l'environnement.

Beauharnois-Ouest : le poste invisible

Il s'agit du poste isolé au gaz SF₆ qui compte le plus grand nombre de disjoncteurs au monde. Et pourtant, on ne le voit pas. Ses concepteurs ont réussi à loger le poste sous le toit de la centrale de Beauharnois, sans pour autant compromettre la qualité ni la fiabilité. Compacts et robustes, les équipements peuvent effectuer un grand nombre de manœuvres contre un minimum d'entretien.

Nouveau poste à La Baie

Le nouveau poste de La Baie à 161-25 kV est en service depuis novembre 2001, l'ancien poste ne pouvant plus faire face à la demande. Nous offrons maintenant une alimentation diversifiée aux quelque 20 000 clients de la région, qui n'étaient approvisionnés jusqu'alors que par le poste de Port-Alfred.

Sainte-Marguerite-3 reliée au réseau

Une nouvelle ligne biterne à 315 kV s'étend sur 70 km entre la centrale de la Sainte-Marguerite-3 et le poste Arnaud, près de Sept-Îles. De nombreux défis techniques ont été relevés : la ligne a été construite selon des normes accrues de résistance au verglas, les transformateurs sont de nouvelle génération et les automatismes s'appuient sur des technologies numériques de pointe.



Une planification basée sur des horizons de long et de court termes.

Planifier pour aller de l'avant

- 10 ***À Hydro-Québec TransÉnergie, nous misons sur le développement intégré : c'est notre manière de croître de façon harmonieuse et efficace. Nous utilisons de puissants outils de planification basés sur des horizons de long et de court termes. Notre vision demeure de bâtir une équipe toujours plus talentueuse, d'offrir des services davantage personnalisés, de rendre notre réseau plus performant.***

Fonder notre action sur des orientations stratégiques

Suivant un cycle de cinq ans, nous menons une réflexion en profondeur sur les moyens de remplir notre mission avec le plus de succès possible. Les résultats prennent la forme de grandes orientations inscrites dans le *Plan stratégique 2002-2006* d'Hydro-Québec*.

Ainsi, pour bien nous adapter aux tendances actuelles du marché de l'énergie, nous avons convenu de concentrer nos efforts sur les objectifs suivants :

- offrir aux clients un service de transport à valeur ajoutée ;
- maintenir la fiabilité et l'intégrité du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie, le seul organisme de transport régional du Québec ;
- assurer la rentabilité de la division, en particulier en saisissant les occasions d'affaires à l'international.

Nous poursuivrons également notre démarche en vue d'assurer la pérennité de l'expertise et d'associer les employés à l'atteinte des objectifs de la division.

* Le plan stratégique d'Hydro-Québec a été soumis au ministère des Ressources naturelles du Québec en novembre 2001 et sera étudié en commission parlementaire au cours de 2002.



Travaux sous tension.

Les systèmes informatiques
du centre de conduite du réseau.

Une partie de l'équipe d'implantation
de Maximo.

Veiller à la performance du réseau

Nous suivons une approche structurée de gestion de nos actifs. Des équipes issues de toutes les unités repèrent les équipements à modifier, en tenant compte de la croissance des besoins, de la sécurité d'alimentation du réseau et de la performance du parc d'équipements. Elles travaillent à l'élaboration des grandes stratégies à mettre en œuvre sur dix ans en matière de disponibilité, de qualité, de fiabilité, de pérennité et de sécurité.

À plus court terme, nous suivons de près l'état et la performance du réseau de transport afin de cerner les interventions nécessaires au respect de nos objectifs d'affaires. Des indicateurs nous permettent de déployer dans le temps les mesures qui s'imposent, selon les tendances des mouvements d'énergie et l'évolution des marchés.

En 2001, nous avons également amélioré les critères d'analyse de l'état des automatismes et accentué la prise en compte des risques. L'ensemble de nos programmes s'intègrent dans le plan d'affaires d'Hydro-Québec TransÉnergie, qui fait état des efforts de la division, séquencés sur douze mois, pour atteindre ses objectifs stratégiques.

Systèmes informatiques : suivons le plan

Nous avons établi la première version de notre plan d'évolution des systèmes informatiques clés, soit ceux de la protection du réseau, des automatismes, de la téléconduite, du contrôle des mouvements d'énergie et de la simulation de réseau. L'objectif est de maîtriser l'évolution des coûts tout en tenant compte des besoins et des progrès technologiques.

Faire toujours mieux

Nous avons amorcé une série d'audits internes des automatismes et de l'appareillage, dans le contexte de l'élaboration et de la mise à jour des normes de maintenance. Ces évaluations visent l'amélioration continue de nos façons de faire.

Maximo : un outil de gestion efficace

L'implantation de Maximo se poursuit jusqu'en 2002. Ce nouveau progiciel de gestion de maintenance des équipements, qui sera plus performant que le système actuel, facilitera les activités de planification.

Branchés sur l'avenir

Nous façonnons l'innovation

12



The image shows a control room or data center. In the foreground, there are several computer workstations with monitors displaying various data visualizations, including charts and tables. A person is visible in the background, looking at a monitor. The wall behind the workstations is covered with a large, complex technical diagram or network map, illuminated with a greenish-yellow light. The overall atmosphere is one of focused technical work and innovation.

Nous sommes constamment à l'affût de solutions novatrices bien adaptées à nos besoins d'efficacité. Sécurité avancée, automatisation poussée, interconnexions améliorées : nos esprits créatifs trouvent des solutions pour mieux faire passer l'énergie.



Progresser au rythme de la technologie

Plus que jamais, nous devons faire preuve d'une efficacité soutenue en matière de conduite du réseau et d'échanges avec les réseaux voisins. Dans un contexte d'affaires en perpétuelle évolution, il nous faut être proactifs. La modernisation de nos équipements fait partie intégrante de cette démarche.

Conduite nouvelle vague

Nous avons achevé la dernière phase du projet de modernisation du Centre de conduite du réseau. Une nouvelle infrastructure informatique, issue de la technologie Siemens-IBM, remplace la configuration datant de 1982. Elle est expressément adaptée aux exigences du marché, caractérisé par des fluctuations de plus en plus complexes des mouvements d'énergie.

De leur côté, les centres de téléconduite sont maintenant équipés d'afficheurs de réseau (ADR). Cet outil d'aide à la décision sert à éviter les parallélismes qui peuvent se produire lorsque deux réseaux non synchrones sont connectés par erreur. Quand une manœuvre d'équipement concerne plus d'un réseau, l'ADR fait une évaluation et alerte l'exploitant s'il y a risque de parallélisme.

14

TFV : l'interconnexion légère

Grâce à sa grande adaptabilité, le transformateur à fréquence variable (TFV) peut connecter deux réseaux qui ne sont pas synchronisés. Il permet donc des échanges bidirectionnels d'énergie électrique.

Le premier TFV à sortir des usines de GE Canada, qui le fabrique, est un groupe de conversion de 100 MW. En première mondiale, il sera mis à l'essai en mai 2003 au poste Langlois, au sud-ouest de Montréal. Nous pourrons ainsi évaluer le plein potentiel de cette technologie.

En sécurité avec le RPTC

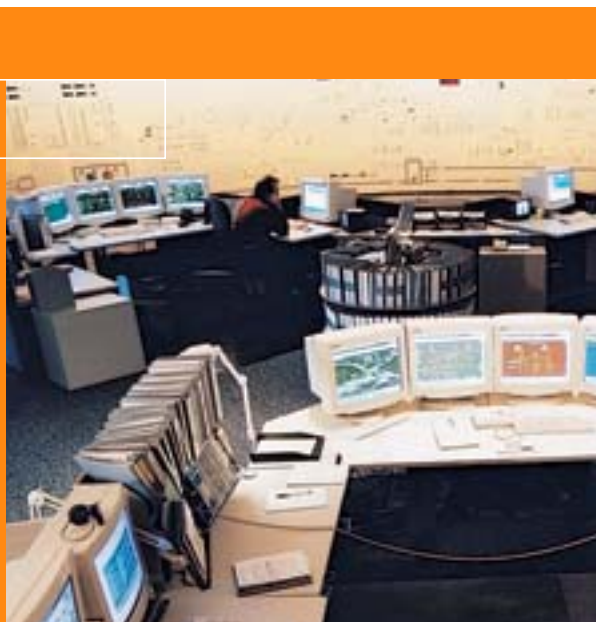
L'automatisme RPTC (rejet de production et télé-dé-estage de charge) est maintenant pleinement opérationnel sur l'ensemble du réseau. Grâce à sa rapidité de réaction, il peut maintenir l'intégrité du réseau même après des perturbations importantes provoquées, par exemple, par le déclenchement simultané de trois lignes à 735 kV. Cet automatisme est unique au monde de par la qualité de son concept et l'étendue de son application.

Le RPTC nous aide à maintenir notre conformité aux exigences du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et du North American Electric Reliability Council (NERC) en matière de fiabilité et de sécurité du réseau principal.

L'afficheur de réseau.

Début des travaux au poste Langlois.

Branchés sur l'avenir



L'atout des télécommunications

Hydro-Québec TransÉnergie — par l'intermédiaire d'une nouvelle direction — s'occupe désormais de la maintenance et de l'exploitation des installations de télécommunications d'Hydro-Québec. Elle pourra notamment assurer un meilleur arrimage entre ces installations et l'évolution du réseau.

En 2001, l'équipe des Télécommunications a une fois de plus amélioré l'indice de continuité du réseau de télécommunications grâce à la revue des processus touchant les téléprotections et les automatismes. Les travaux de numérisation du réseau se poursuivent, ce qui en augmente la fiabilité et la stabilité. Enfin, le réaménagement du Centre de conduite des télécommunications et la mise en place d'un centre de relève nous aideront à assurer le contrôle de plus en plus centralisé du réseau.

Transformateurs de mesure optiques

Nous avons acquis nos premiers transformateurs de mesure optiques auprès de l'équipementier NxtPhase établi à Vancouver. En plus de mesurer la tension et le courant avec précision — afin de mieux desservir les clients —, ces appareils sont peu encombrants et ne contiennent pas de fluide isolant. Trois d'entre eux sont en test dans le poste à 120 kV de la société Rolls-Royce à Montréal.

Inspection acoustique des isolateurs

L'IREQ a mis au point un appareil de détection capable d'« entendre » les défauts des isolateurs après les avoir frappés avec une bille d'acier. Quatre prototypes sont actuellement évalués dans les postes.

L'automatisme RPTC.

Installation des transformateurs de mesure optiques.



L'intelligence sur le terrain

La recherche et développement nous procure de meilleurs moyens d'acheminer une énergie de qualité au meilleur coût possible. Dans le cadre du programme Esprit, qui oriente les projets de RD, les innovations tendent à rendre plus efficaces les équipements stratégiques. Les solutions retenues présentent un bon rapport rendement/coût ainsi qu'un potentiel de déploiement au sein de l'entreprise.

Des lignes souterraines à coût réduit

De concert avec Pirelli, un groupe de spécialistes ont travaillé à optimiser la conception des câbles souterrains. On voulait aussi en améliorer les techniques d'installation.

Petits et légers, les nouveaux câbles sont plus longs et exigent moins de jonctions. Nous réduisons ainsi les coûts de construction et de maintenance des nouvelles lignes souterraines à 120 kV, tout en maintenant un haut niveau de qualité et de fiabilité.

Une économie de 27 % a été mesurée sur une lignetest de 5 km en milieu urbain. L'ensemble du matériel — câbles isolés au polyéthylène réticulé, gaines et baies de jonction — a subi avec succès les essais d'homologation.

Adapter les appareils aux rigueurs du climat

Isolateurs plus résistants

Nous cherchons à protéger les équipements des postes contre les contournements électriques causés, entre autres, par des conditions extrêmes de glace et de neige. Nous avons installé des prototypes d'isolateurs sur un départ de ligne à 735 kV au poste de Boucherville. En 2001, des essais ont été effectués dans un nouveau laboratoire de l'Université du Québec à Chicoutimi sur de plus longues sections d'isolateurs (2 m), et nous avons étudié de nouveaux modèles d'isolateurs.

Dégeler les sectionneurs

Nous avons expérimenté en 2001 un appareil en usage dans plusieurs municipalités du Québec pour déglacer des bornes-fontaines et autres conduites d'eau: le déglaceur à jet de vapeur. En moins d'une minute, il peut dégager la mâchoire d'un sectionneur couverte de glace. Des essais en laboratoire ont démontré que cette méthode est utilisable pour déglacer les sectionneurs à 145 kV sous tension.

Déglacer les câbles de garde

Nous évaluons en ce moment deux façons de mesurer à distance la charge climatique sur les câbles de garde à fibre optique. Par ailleurs, cinq méthodes de déglaçage — électriques et mécaniques — sont en cours de développement. Nous étudions aussi la possibilité de réduire l'accumulation de glace en augmentant la rigidité en torsion des câbles au moyen de masses antigiratoires.

16

Déglaçage par impulsions électromagnétiques.

Déglaceur à jet de vapeur.

Branchés sur l'avenir



Le transport à 735 kV a marqué le XX^e siècle

À la suite d'un sondage effectué par l'Ordre des technologues professionnels du Québec, la technologie de transport à 735 kV s'est vu décerner le Prix de l'innovation technologique québécoise du XX^e siècle.

Ce prix couronne le génie de Jean-Jacques Archambault, le concepteur qui a permis d'acheminer, en première mondiale, l'électricité à une tension de 735 kV sur des distances de plus de 1 000 km, permettant ainsi de relier les grands complexes nordiques au sud du Québec. La réalisation de ces ouvrages a exigé beaucoup de détermination et de créativité de la part des employés, des ingénieurs-conseils et des fabricants. C'est à eux que Jean-Jacques Archambault et Jacques Régis, président d'Hydro-Québec TransÉnergie, ont dédié ce prix.

M. Archambault s'est éteint en décembre 2001 à l'âge de 82 ans. Hydro-Québec TransÉnergie tient à lui rendre hommage pour le rôle qu'il a joué dans l'évolution du transport de l'électricité.

Nouvelles fondations dans les postes

Nous étudions de nouveaux types de fondations destinées aux postes : les caissons forés et les fondations sur pieux d'acier pour les équipements légers, et les fondations à dalles flottantes pour les équipements lourds. Un test grandeur nature a eu lieu au nouveau poste de La Baie : les fondations légères ont été beaucoup plus rapides à installer.

Détection du déplacement des bobinages

Les chercheurs de l'IREQ ont repris et amélioré une de leurs méthodes pour détecter les déplacements des bobinages dans les transformateurs. Un déplacement, dû à l'usure ou à un choc, peut entraîner la perte de l'appareil. Nous voilà dotés d'un outil de diagnostic fiable qui n'exige pas d'inspections visuelles onéreuses.

Au cœur des transformateurs

Nous profiterons bientôt d'un système de surveillance vibroacoustique pour détecter les défaillances des changeurs de prise en charge (CPC) à l'intérieur des transformateurs. Les CPC permettent d'atténuer les fluctuations de tension sur le réseau. L'équipe de projet, constituée d'ingénieurs et de techniciens, a élaboré des procédures particulières d'inspection et d'entretien, qui prévoient notamment l'inventaire continu des anomalies et l'analyse des pièces de rechange.

17



Nouvelles fondations au poste de La Baie.



Détection de défaillance des CPC.



Sensibles aux environnements

À la fois actifs et attentifs

18



3

Nous avons à cœur d'être des partenaires de choix pour des réalisations au Québec ou à l'étranger. Nos projets respectent l'environnement naturel ou humain dans lequel ils s'insèrent. Nous donnons aussi le meilleur de nous-mêmes au sein des instances réglementaires qui orientent le marché de l'énergie.





Un de nos partenaires d'affaires.



Près de nos clients et partenaires d'affaires

20 **Le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie est de plus en plus sollicité par des usagers établis au Québec et hors Québec. Ces clients comptent sur nous pour obtenir une énergie de qualité, en quantité précise, au bon endroit et au bon moment. Nous sommes présents au rendez-vous, en leur offrant des services et des propositions commerciales adaptés à leurs besoins.**

Licences : nous concevons, ils commercialisent

L'esprit inventif de nos employés donne fréquemment naissance à des prototypes intéressants sur le plan commercial, tant pour Hydro-Québec TransÉnergie que pour d'autres industries. La vente de technologie n'étant pas notre vocation première, nous préférons accorder des licences de commercialisation à des partenaires. Il s'agit généralement de chefs de file dans le domaine concerné, capables d'apporter un haut niveau d'expertise aussi bien dans le développement et la fabrication du produit que dans sa mise en marché.

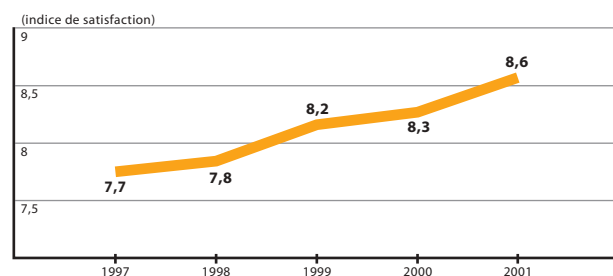
Par exemple, après avoir testé les prototypes d'un nouveau stabilisateur multibandes, nous avons amorcé des discussions avec la société ABB en vue de commercialiser cet appareil, dont la fonction est d'amortir les oscillations de puissance. L'installation du stabilisateur dans la centrale de la Sainte-Marguerite-3, à la faveur d'un partenariat entre l'IREQ, le fabricant ABB et Hydro-Québec TransÉnergie, représente sa première application commerciale.

Un lien direct avec nos clients

Afin d'offrir un accès efficace à nos services, nous avons mis en place un guichet unique destiné à nos clients commerciaux, parmi lesquels figurent Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec Production, différents producteurs privés et des grossistes en revente d'énergie. Cet accès dédié s'avère pratique quand on recherche des informations sur le réseau ou des conseils sur les réservations de transport.

Un partenariat de qualité

Les efforts déployés par l'ensemble de notre personnel portent fruit. À preuve, l'indice de satisfaction globale des grandes entreprises ne cesse de croître depuis 1997.



Intégration de la production privée

Nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec Distribution concernant le raccordement des centrales de producteurs privés qui sont directement reliées au réseau de distribution. Dorénavant, Hydro-Québec TransÉnergie peut négocier et conclure des marchés avec les producteurs dans le cadre du contrat de transport approuvé par la Régie de l'énergie.



Un réseau qui s'intègre bien dans le milieu environnant.

L'amélioration en tête

L'approvisionnement en énergie électrique est tout à fait conciliable avec le maintien d'un cadre de vie de qualité chez ceux qui la consomment. Notre responsabilité ne se limite pas à protéger l'environnement, elle s'étend aussi à la valorisation des milieux qui accueillent nos installations.

Protection de la couche d'ozone

Un projet pilote de formation par intranet s'est déroulé de mai à juin 2001 auprès des employés concernés par l'utilisation de substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO). La connaissance des produits ainsi que les principales mesures prises par Hydro-Québec TransÉnergie pour les gérer étaient au programme.

Nous avons aussi mis en place le premier des deux volets du programme de réduction de l'emploi des SACO, qui porte sur les systèmes de protection contre les incendies et sur les extincteurs portatifs au halon. Nous évaluons la pertinence de conserver ou de remplacer ces systèmes.

Certification ISO 14001

La conformité de notre système de gestion environnementale (SGE) à la norme ISO 14001 sera vérifiée en 2002 par des auditeurs externes. Pour nous préparer, nous menons des audits internes auprès de l'ensemble des gestionnaires ainsi qu'auprès de groupes d'employés parmi les plus concernés, tels les conseillers en environnement et les personnes qui assurent la maintenance.

Formation, sensibilisation et appropriation ont donc rythmé le quotidien de tout le personnel en 2001. Chaque gestionnaire est désormais en mesure de réaliser ses activités en tenant compte de leurs impacts les plus significatifs sur l'environnement. Nous avons également mis en place un programme de surveillance de la conformité ainsi que des outils d'évaluation des besoins de développement en environnement.



Travaux de maîtrise de la végétation.

22 Mise en valeur du canal de Lachine

À l'initiative de Parcs Canada et de la Ville de Montréal, le canal de Lachine sera rouvert à la navigation de plaisance en 2002. En prévision, nous avons protégé trois lignes immergées qui traversent le canal, afin d'éviter qu'elles ne soient endommagées par les ancres des bateaux. Trois autres lignes doivent être déplacées. Nous en profitons pour embellir les abords de nos installations dans ce secteur.

Plan de maîtrise de la végétation

Avec ses milliers de kilomètres de lignes en milieu nordique, Hydro-Québec TransÉnergie doit gérer une imposante superficie de végétation dans les emprises. Nous avons mis en œuvre un plan d'intervention qui intègre les risques liés à la sécurité et à l'entretien des lignes ainsi que les risques d'incendie de forêt.

Des espaces rendus au milieu

Nous avons entrepris en 2001 le démantèlement partiel du poste de Trois-Rivières et celui, complet, du poste Mondelet. Si on ajoute le retrait de quelques lignes, cela représente de nombreux espaces et terrains qui sont récupérés par le milieu. Le poste trifluvien fera l'objet d'une opération d'embellissement en 2002.

Sur la même longueur d'onde

Pour régler le jeu de la concurrence dans le marché nord-américain de l'énergie, des organismes de réglementation et de standardisation comme la FERC et le NERC se sont imposés. Au Québec, ce rôle est assuré par la Régie de l'énergie. En raison de ses responsabilités de transporteur régional, Hydro-Québec TransÉnergie agit comme un membre à part entière de la communauté énergétique du continent.

La Régie de l'énergie : un rôle central au Québec

En août 2000, Hydro-Québec a déposé à la Régie de l'énergie une demande de modification des tarifs de transport applicable à partir du 1^{er} janvier 2001 ainsi que de certaines dispositions du *Contrat de service de transport d'Hydro-Québec quant à l'accessibilité à son réseau*.

Les tarifs actuels, adoptés par le gouvernement en 1997 lors de l'ouverture du réseau de transport au marché de gros, ont été déclarés provisoires par la Régie à compter du 1^{er} janvier 2001. L'année 2001 a été consacrée aux audiences publiques, au cours desquelles nous avons démontré le bien-fondé de notre demande. La Régie rendra sa décision en 2002.

Dans le domaine des immobilisations, nous devons dorénavant obtenir une autorisation de la Régie avant d'acquiescer, de construire ou de nous départir des ouvrages ou immeubles de 25 M\$ et plus destinés au transport de l'énergie. À compter du 1^{er} janvier 2002, cette obligation sera étendue aux projets de moins de 25 M\$.



Un réseau fiable sur toute la ligne.

Surveillance aérienne.

Formation d'un RTO dans le nord-est des États-Unis

En tant que seul organisme de transport régional du Québec, Hydro-Québec TransÉnergie se doit de suivre de près l'évolution du transport en Amérique du Nord. À l'invitation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), nous participons au processus de médiation visant la formation d'un organisme régional de transport (*Regional Transmission Organization* ou RTO) regroupant les réseaux de transport du nord-est des États-Unis. Il sera notamment question de coordination du RTO avec les réseaux voisins, d'accès au marché de l'énergie et de tarif de transport unique, autant de sujets ayant un impact important sur nos activités.

La FERC souhaite limiter le nombre de RTO dans l'ensemble des États-Unis ; celui du nord-est serait opérationnel en 2003 ou 2004. Tout comme les autres gestionnaires de réseaux canadiens conviés à participer à cet exercice, Hydro-Québec TransÉnergie ne sera pas tenue de se joindre à l'organisme. Notre objectif principal est d'obtenir une meilleure coordination entre les régions, notamment en ce qui concerne le transport de l'électricité.

Conformité aux directives du NERC et du NPCC

Hydro-Québec TransÉnergie participe à la révision des politiques et encadrements du NERC — qui a pour mandat de promouvoir la fiabilité du service fourni par les réseaux électriques de l'Amérique du Nord — ainsi que des encadrements du NPCC — l'un des dix conseils régionaux du NERC qui regroupe les réseaux du nord-est américain. Nous parvenons ainsi à jouer pleinement notre rôle de coordonnateur et de gardien de la conformité dans la zone de réglage du Québec.

Sécurité renforcée depuis le 11 septembre

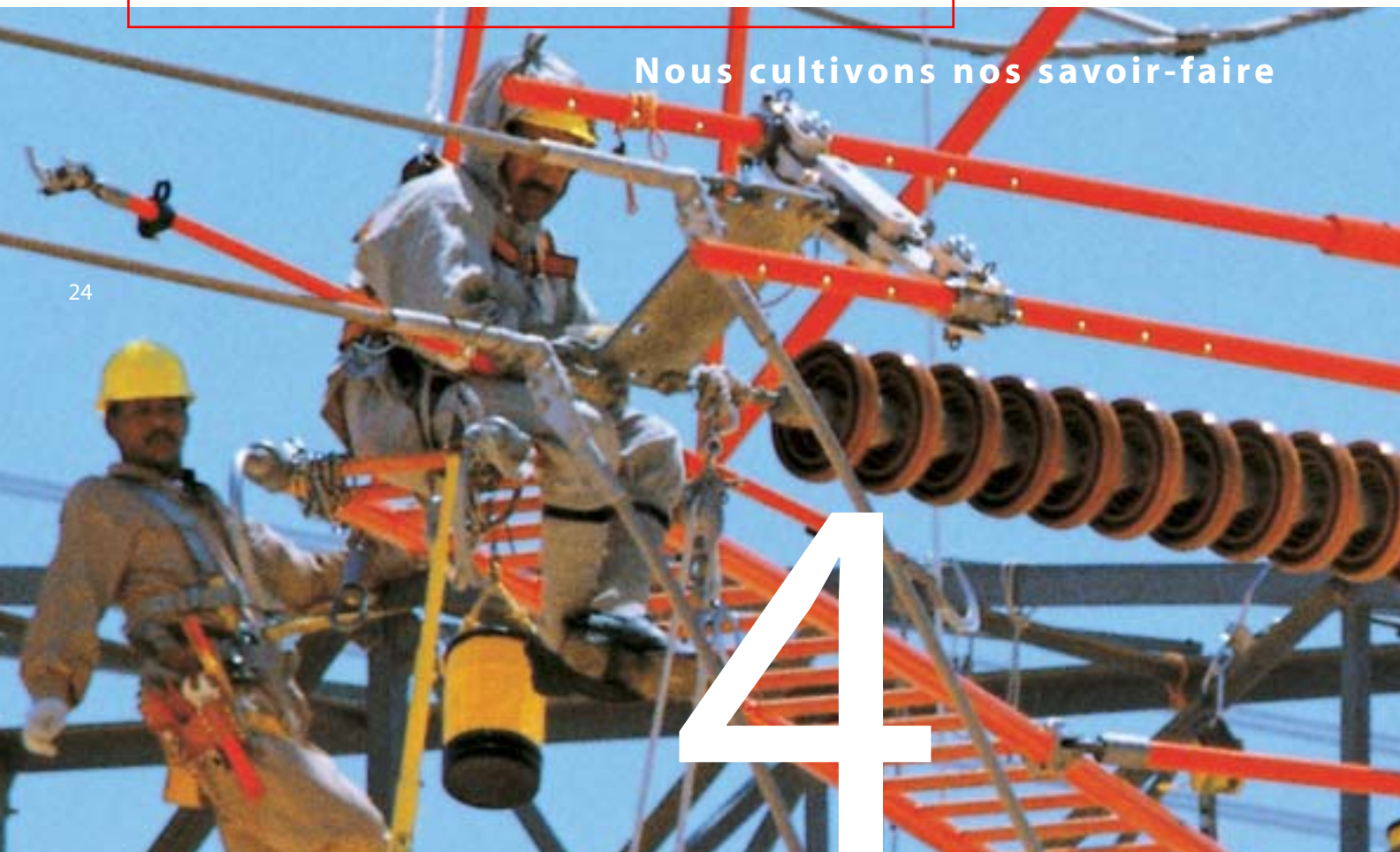
À la suite des événements tragiques du 11 septembre 2001 aux États-Unis, le NERC a décrété d'urgence de nouvelles mesures de sécurité en vue de contrer les possibilités d'attentat terroriste contre les réseaux d'énergie électrique d'Amérique du Nord. À Hydro-Québec TransÉnergie, la sécurité a été accrue dans les postes stratégiques de transport et sur le réseau informatique.

Créateurs de valeur ajoutée

Nous cultivons nos savoir-faire

24

4



Hydro-Québec TransÉnergie s'emploie à développer le talent de ses employés. Au Québec, nous soutenons activement la formation d'ingénieurs, tandis qu'à l'extérieur de nos frontières nous partageons notre expertise avec celle de partenaires complémentaires. Dans tous ces domaines, les qualités humaines demeurent vecteurs de richesse.



Nos gens : notre ressource première

Chez Hydro-Québec TransÉnergie, le maintien d'un haut niveau d'expertise est une exigence de tous les jours. Il ne s'agit pas seulement d'accroître le savoir-faire, mais aussi de le conserver et de le transmettre. C'est pourquoi nous sommes présents d'un bout à l'autre de la chaîne des connaissances, depuis l'enseignement universitaire jusqu'à l'autoformation par intranet.

Gérer les talents

Nous avons continué en 2001 l'implantation de notre plan intégré de gestion des compétences. Certains aspects ont été mis en œuvre dans les domaines des automatismes et de l'environnement, où nous avons mesuré de façon exhaustive l'état des compétences. Et plusieurs programmes de soutien à la relève des cadres et des ingénieurs ont été élaborés ou enrichis au cours de l'année.

26

De leur côté, les employés de métiers et les techniciens ont bénéficié de plus de 100 000 heures de formation, ce qui représente 75 % de l'effort global d'Hydro-Québec TransÉnergie en cette matière. L'ensemble du personnel reste ainsi en phase avec l'évolution technologique et peut répondre adéquatement aux impératifs d'affaires.

En plus de participer à la création de l'Institut en génie de l'énergie électrique, nous avons lancé un programme de perfectionnement des ingénieurs en réseaux électriques de transport. Nous encourageons activement nos spécialistes à documenter et à partager leurs connaissances par divers moyens, tels que l'élaboration de normes et procédures ou la tenue de forums. Par exemple, pour améliorer notre efficacité, plusieurs chefs d'installations ont conçu des projets d'ingénierie afin de prévenir les problèmes de mise en route des nouveaux automatismes.

Enfin, de plus en plus, les nouvelles technologies de formation sont au service du développement des compétences techniques. Une première activité d'initiation au réseau de transport d'énergie électrique d'Hydro-Québec est maintenant accessible par intranet, en mode d'autoformation. Nous avons également créé des outils électroniques pour la qualification simultanée des responsables de travaux au regard du nouveau code de sécurité.

Responsabilisation en cours chez les employés de métiers

Pour être efficaces dans le nouveau contexte d'affaires, nous préconisons un style de gestion davantage axé sur la responsabilisation du personnel. Une première série d'ententes de partenariat volontaire ont été conclues avec les représentants de nos 1 400 employés de métiers.

Créateurs de valeur ajoutée



Dans la pratique, les chefs d'équipe seront appelés à participer davantage à la planification et à l'organisation des tâches. Ils acquerront ainsi une meilleure maîtrise des différents aspects de leur travail.

L'implantation a été amorcée en 2001. Nous nous sommes donné jusqu'à 2003 pour mener à bien cette évolution culturelle fondée sur l'écoute, sur l'accompagnement et sur la concertation.

Nouveau code de sécurité des travaux

La version 1995 du *Code de sécurité des travaux* a été mise à jour en 2001 par un groupe de travail patronal-syndical. Toutes les divisions concernées d'Hydro-Québec ont participé à cette révision. En plus d'intégrer l'évolution technologique, la nouvelle édition tient compte des problématiques d'application et des demandes d'interprétation soulevées par les utilisateurs.

La majorité des employés seront appelés en formation dans les prochains mois pour mettre à jour leurs connaissances dans ce domaine hautement prioritaire.

Des canaux d'échange entre utilisateurs et spécialistes

Les colloques techniques sont l'occasion de consolider les réseaux de contacts et de soutien, en particulier entre les quatre territoires. Parmi les idées émises par les employés, certaines donnent lieu à des recommandations acheminées à la direction d'Hydro-Québec TransÉnergie et éventuellement à des plans d'action.

Le colloque « L'appareillage, disponibilité et pérennité pour nos clients », tenu en octobre 2001 à Montréal, réunissait des électriciens et chefs électriciens d'appareillage. En novembre 2001, c'était au tour des unités Plans et Analyses de partager leurs préoccupations et de mettre en commun les pratiques transposables.

Équité salariale

Conformément aux exigences de la *Loi sur l'équité salariale*, nous avons entrepris une démarche d'évaluation des emplois qui tient compte des facteurs de complexité, de responsabilité, d'autonomie et d'impact des postes étudiés. Étant donné le grand nombre d'emplois et de titulaires touchés, la démarche s'est prolongée, avec l'accord des syndicats concernés, au-delà de l'échéance du 21 novembre.

Un institut pour former la relève

L'Institut en génie de l'énergie électrique est issu d'un partenariat entre l'industrie et six universités québécoises. En plus d'offrir une formation adaptée aux exigences des entreprises, cet établissement contribuera à assurer la relève en ingénieurs hautement spécialisés en énergie électrique.

Nouvelle chaire en simulation et commande

De concert avec l'École de technologie supérieure, Hydro-Québec TransÉnergie a constitué un bassin de compétences et de ressources universitaires dans le domaine de la simulation et de la commande des réseaux électriques. Les travaux de la nouvelle chaire sont complémentaires aux activités menées dans ce domaine par l'IREQ.

Colloque « Plans et Analyses ».



Visite scolaire au poste de la Chamouchouane.



Mise en valeur à l'international

TransÉnergie HQ (TEHQ) et ses filiales assurent le développement et la gestion du portefeuille d'activités et d'investissements d'Hydro-Québec TransÉnergie dans le secteur non réglementé. Elles s'appuient sur les compétences de la division dans le domaine du transport ainsi que sur les acquis d'Hydro-Québec dans le domaine financier pour optimiser les rendements et réduire les risques commerciaux.

Notre structure d'action à l'étranger

TEHQ et ses filiales commercialisent les services, l'expertise et les produits technologiques liés à la gestion des réseaux. Elles élaborent aussi de nouveaux projets de construction ou d'acquisition d'infrastructures de transport, en plus de gérer et de valoriser les investissements et les participations dans ce domaine. Notre approche d'affaires ciblée, axée uniquement sur le transport, assure notre indépendance à l'égard des fonctions de production et de distribution ; elle est reconnue et valorisée tant par les marchés que par nos partenaires commerciaux.

28

Le portefeuille existant comprend cinq investissements et participations, dont trois sont en exploitation depuis un peu plus d'un an : Transelec au Chili, TransMantaro au Pérou et DirectLink en Australie. Les deux autres sont en construction : Cross Sound Cable aux États-Unis et MurrayLink en Australie.

À la fin de 2001, nous avons soumis à la FERC des demandes relatives à des appels de propositions concernant deux nouveaux projets de lignes indépendantes aux États-Unis :

- le projet du lac Érié, en vue de relier les marchés de l'Ohio ou de la Pennsylvanie à celui de l'Ontario, pour lequel nous sommes associés à Hydro One, la société responsable du transport de l'énergie électrique en Ontario ;
- le projet Harbor Cable, qui consiste à relier les marchés de PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) à celui de la ville de New York.

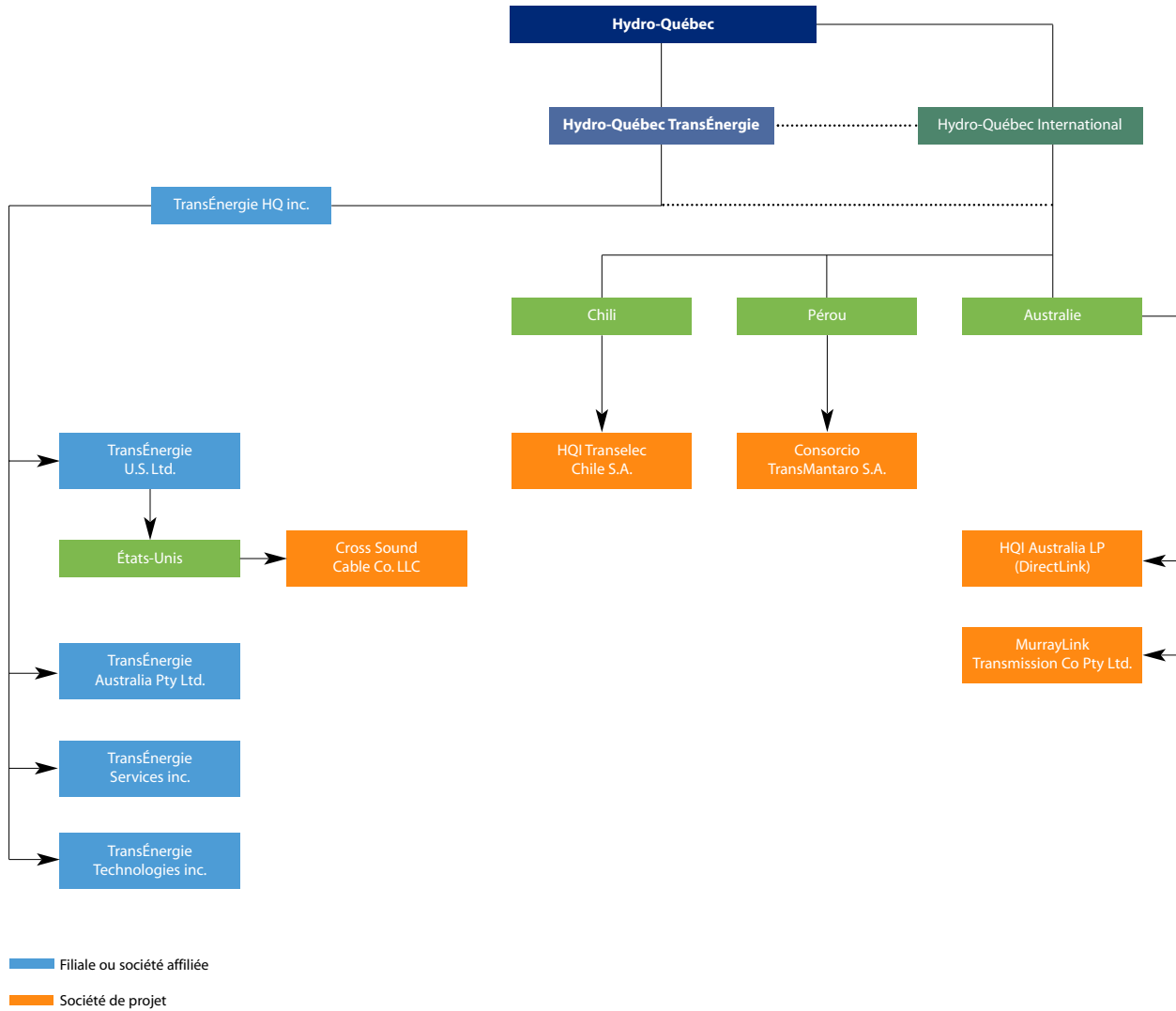
À l'extérieur de l'Amérique du Nord, nos initiatives sont réalisées au nom d'Hydro-Québec International (HQI), la société de portefeuille d'Hydro-Québec qui chapeaute les activités internationales.

La ligne Mantaro-Socabaya au Pérou.

Créateurs de valeur ajoutée



Structure des sociétés du secteur non réglementé



Inauguration des nouveaux locaux de Transelec au Chili.

Test des systèmes de protection de lignes au poste de Socabaya.



Présence affirmée dans le secteur réglementé en Amérique du Sud

Chili

Nos spécialistes participent aux études d'expansion du réseau de Transelec, en plus d'assurer la formation d'ingénieurs. Acquis en octobre 2000 par HQI, Transelec est une importante société de transport qui dessert 93 % de la clientèle chilienne. Un financement sans recours à l'actionnaire, à hauteur de 707 M\$ US, a été mis en place en avril 2001.

Pérou

Nous poursuivons nos activités de gestion liées au contrat d'exploitation et de maintenance de l'interconnexion TransMantaro, dont nous sommes le principal actionnaire. La ligne de 603 km relie les réseaux du nord et du sud du Pérou. Un financement sans recours aux actionnaires a été mis en place au cours de l'année.

Les lignes indépendantes : un succès international

Décongestion des réseaux

Dans le nord-est des États-Unis, TransÉnergie U.S. conçoit des solutions au problème des goulots d'étranglement. Son projet de câble sous-marin (Cross Sound Cable ou CSC) offre un raccourci entre le Connecticut et la métropole new-yorkaise.

Le distributeur d'électricité, la Long Island Power Authority, s'est déjà engagé à acheter toute la capacité de transport du CSC pendant vingt ans, ce qui élimine le risque lié au marché. Ce projet obtiendra ses derniers permis au début de 2002 pour une mise en service avant la fin de l'année. Il bénéficie déjà d'un financement sans recours aux actionnaires, qui sera mis en place au moment de la mise en service commerciale. Le financement de ce projet a été qualifié de « Best Financial Deal of 2000 » par la revue *Asset Finance International*.

30

Le 15 novembre 2001, MM. Yves Filion et Jacques Régis, respectivement président et vice-président du conseil d'administration de Transelec, rencontraient le ministre de l'Économie, des Mines et de l'Énergie du Chili, M. Jorge Rodríguez Grossi, pour discuter du développement du transport d'énergie électrique dans ce pays. Étaient également présents M. Guillermo Espinosa, président-directeur général de Transelec, et M^{me} Vivianne Blanlot, secrétaire exécutive de la Commission nationale de l'énergie du Chili. De gauche à droite : MM. Guillermo Espinosa, Jacques Régis et Jorge Rodríguez Grossi, M^{me} Vivianne Blanlot et M. Yves Filion.

Travaux de maintenance au Pérou.

Créateurs de valeur ajoutée



Interconnexions

Hydro-Québec TransÉnergie s'est associée à SNC-Lavalin pour créer et exploiter MurrayLink, une liaison d'interconnexion de 220 MW sur une distance de 180 km entre les réseaux des États de Victoria et d'Australie-Méridionale. Cette ligne souterraine repose, comme DirectLink, sur la technologie légère de courant continu à haute tension d'ABB. Elle tire ses revenus de la différence des prix de l'énergie entre les marchés interconnectés, selon le concept de ligne marchande. Sa mise en service est prévue en 2002. Il est à noter que ce projet a remporté un prix du Royal Australian Planning Institute pour ses qualités environnementales.

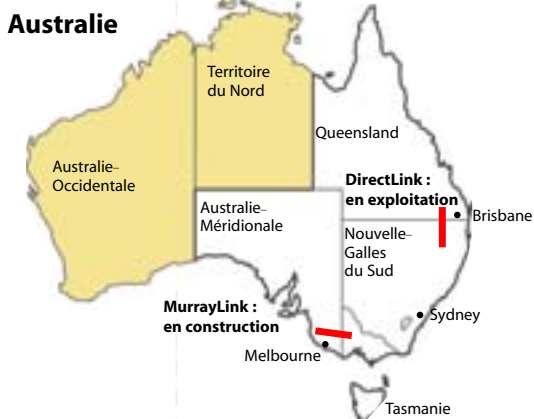
Développement soutenu de la commercialisation

Services

TransÉnergie Services cible des niches commerciales précises : la planification stratégique, les études de réseaux et les travaux sous tension. Ce choix s'avère judicieux, car nous avons été particulièrement performants en 2001, notamment sur le marché nord-américain, où nous avons effectué une belle percée.

Technologie

Le développement, la fabrication et la commercialisation de nos produits vedettes — Hypersim et ses dérivés — se font sur de nouvelles bases. Désormais, le développement est assuré par l'IREQ à partir des budgets et des orientations définies par Hydro-Québec TransÉnergie. TransÉnergie Technologies demeure responsable de la commercialisation.

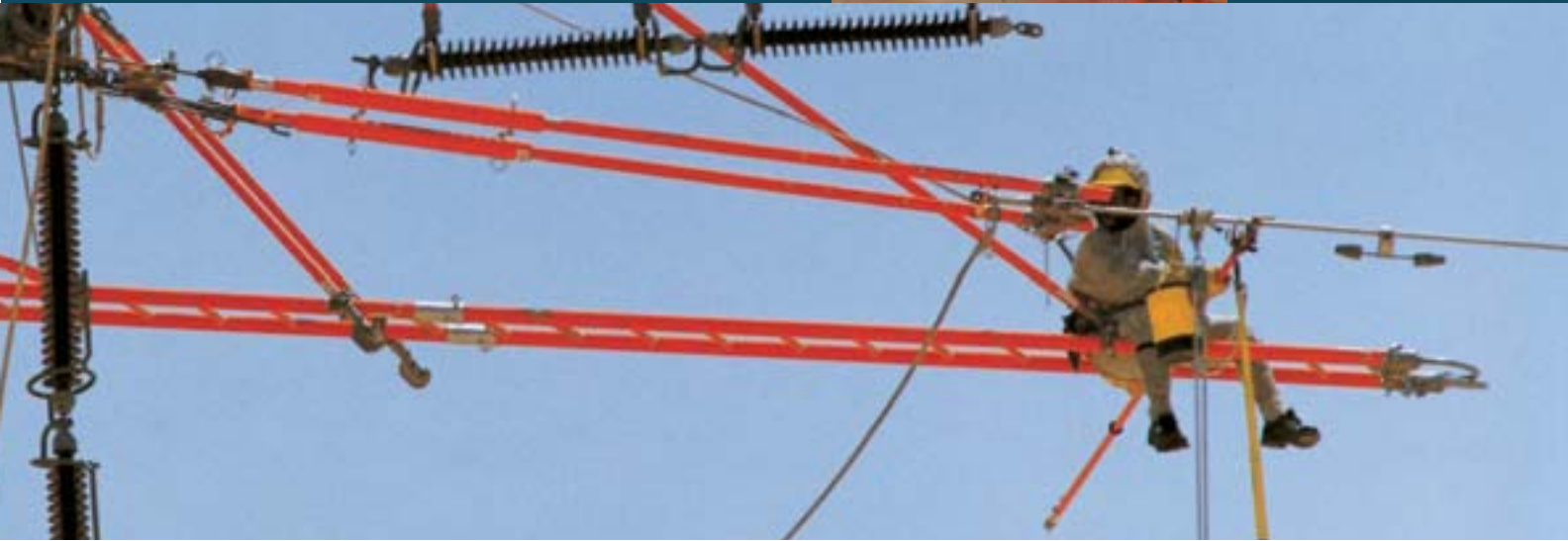


Soutien à l'intégration des réseaux

L'intégration régionale des réseaux électriques favorise la coopération entre les pays dans le domaine de l'énergie ainsi que la réalisation de projets dans une perspective de développement durable. Après avoir contribué à établir les lignes directrices en matière de coopération régionale et d'interconnexion, notamment dans le contexte des pays en voie de développement, nous avons participé activement à leur diffusion dans différentes régions du monde.

31

Construction du poste Red Cliffs en Australie.



L'équipe de gestion d'Hydro-Québec TransÉnergie

Première rangée, de gauche à droite :

Claude Chevrier, directeur – Transport Ouest

Louis-Omer Rioux, directeur – Téléconduite

Jacques Régis, président

Andrée Turcot, directrice – Transport Sud

Patrick Truong, directeur – Maintenance et services aux clients des télécommunications

Michel Armstrong, directeur – Contrôle des mouvements d'énergie

Deuxième rangée, de gauche à droite :

Daniel Vaillant, directeur – Planification et développement des actifs

Claude Vézeau, chef – Ressources humaines

Pierre Leduc, chef – Plans et contrôle de gestion

Robert Benoît, président-directeur général – TransÉnergie HQ

Venise St-Pierre, secrétaire du président

Rhémaume Veilleux, directeur – Expertise et support technique de transport

Claude Tardif, directeur – Transport Est

François Roberge, directeur – Commercialisation

Michel Michaud, directeur régional – Saguenay et directeur – Transport Nord



De gauche à droite :

Robert Benoît, président-directeur général – TransÉnergie HQ

Francis Dupuis, directeur – Développement international

Michel Grignon, directeur – Stratégie et contrôle

Daniel Marcotte, président-directeur général – TransÉnergie Services

Alain Vallée, président-directeur général – TransÉnergie Technologies

Jeffrey A. Donahue, président-directeur général – TransÉnergie U.S.

Anthony Cook, président-directeur général – TransÉnergie Australia

L'équipe de gestion de TransÉnergie HQ



Le conseil d'administration de Transelec



De gauche à droite :

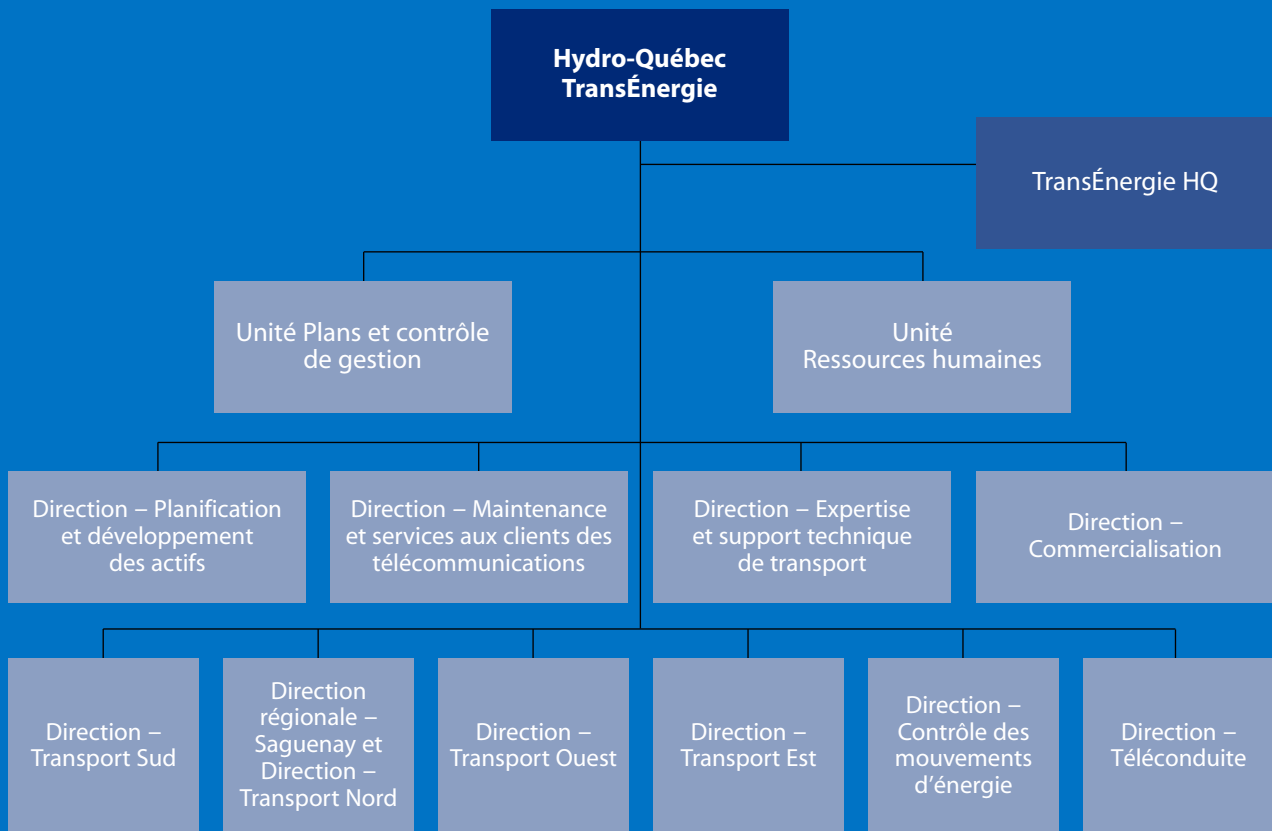
Yves Filion, président

Jacques Régis, vice-président

Pedro Lizana, directeur

Daniel Leclair, directeur

Gilles Marchand, directeur



www.transenergie.com

Dépôt légal – 1^{er} trimestre 2002
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
ISBN 2-550-38854-2
ISSN 1480-9036

*This publication is also available in English.
Este documento se publica igualmente en español.*

Le présent document est recyclable. À l'exception de la couverture, il est imprimé sur du papier recyclé comportant plus de 50 % de fibres désencrées.

**RAPPORTS PUBLICS FOURNIS PAR TRANSÉNERGIE
AU NPCC ***

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

Compte tenu de l'interprétation fournie ci-après, il n'existe aucun rapport public fourni au cours de l'année 2001 par Hydro-Québec TransÉnergie au Northeast Power Coordinating Council ("NPCC").

De l'avis du Transporteur, l'obligation de transmettre annuellement à la Régie de l'énergie, en vertu de la décision D-2002-175, une copie des rapports publics qu'il aura fournis au NPCC s'applique aux rapports qu'il sait au départ être de ceux qui seront assurément rendus publics ou mis d'une quelconque façon à la disposition du public, par exemple en les affichant sur le site internet du NPCC ou en les déposant dans un centre de documentation accessible à tous. Aucun tel rapport n'a été déposé par Hydro-Québec TransÉnergie ni requis par le NPCC en 2001.

Tout autre rapport ou donnée déposé par Hydro-Québec TransÉnergie au NPCC n'est accessible qu'aux instances du NPCC (conseil, comités, groupes de travail, etc.) ou aux membres ayant signé le «Membership Agreement» du NPCC, qui exige qu'ils respectent la confidentialité des informations requise par ces instances.

D'ailleurs, la Régie de l'énergie est elle-même membre du NPCC, à titre de «membre d'intérêt public» («*Public-Interest Membership*»), soit, entre autres, les organismes de réglementation ayant juridiction sur les «membres réguliers» («*Full Membership*»), soit les entités participant au marché d'électricité interconnecté du nord-est de l'Amérique du Nord, dont Hydro-Québec TransÉnergie fait partie. À ce titre, la Régie de l'énergie, tout en ayant l'obligation de respecter toute confidentialité requise, a le droit d'assister à toutes les réunions des membres réguliers et a accès aux procès-verbaux, rapports et données qui sont déposés par les membres réguliers, par exemple les déclarations de conformité en vertu du *NPCC Reliability Compliance and Enforcement Program*.

**BILAN OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE LORS DE LA
DERNIÈRE POINTE, RÉPARTI ENTRE LA CHARGE LOCALE
ET LE POINT À POINT ET MESURÉ AU POINT DE
TRANSPORT LE PLUS PRÈS DU POINT DE LIVRAISON ***

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

**Bilan réel offre-demande en puissance
sur le réseau de transport
lors de la pointe du 22 février 2001 à 19 heures ¹
(en MW)**

Offre

Production Hydro-Québec incluant la réserve requise	28 165
Réceptions totales	5 647
Puissance interruptible ^{2,3}	494
	<hr/>
Offre totale	34 307

Demande

Charge locale ³	29 164
Point à point ³	3 642
Réserve requise	1 500
	<hr/>
Besoins du réseau de transport	34 307

¹ Le 22 février 2001 à 19 heures correspond au moment de la pointe annuelle des besoins réguliers au Québec - réseau intégré et des besoins québécois.

² Puissance rappelée par HQ Production en vertu des contrats spéciaux ou des ententes comportant des clauses de puissance interruptible.

³ Avec les pertes associées à ces besoins.

BILAN DES PLAINTES ¹

¹ Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

**Bilan des plaintes officielles déposées
à la Régie de l'énergie en 2001**

Une seule plainte a été officiellement déposée à la Régie de l'énergie au cours de l'année 2001:

Date	Partie demanderesse	Statut
26 novembre 2001	NRG Power Marketing Inc. L.P. et PG&E Energy Trading-Power L.P.	En cours

NOMBRE DE CONTRATS DE RACCORDEMENT *

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

Nombre de contrats de raccordement en 2001

Un seul contrat de raccordement a été signé en 2001, soit celui avec Hydrowatt SM-1 Inc. (SM-1-A) le 12 octobre 2001.

**LISTE DES «ÉVÉNEMENTS RAPPORTABLES» ET RAPPORT
QUE LE TRANSPORTEUR PRÉPARE, POUR DÉPÔT AU
NPCC, POUR CHACUNE DES OCCASIONS OÙ UNE
INDISPONIBILITÉ RENCONTRE LES CRITÈRES
D'«ÉVÉNEMENT RAPPORTABLE», SOIT UNE PERTE DE
CHARGE DE 300 MW ET PLUS OU UNE PERTE DE
PRODUCTION DE 500 MW ET PLUS ¹**

¹ Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

Liste des "événements rapportables" pour 2001

ANNÉE 2001			Événement	Pertes en MW	
Mois	Jour	Heure		Production	Charge
Janvier	3	22:04:00	Déclenchement du transformateur T2 au poste De Léry		450
Janvier	17	17:57:15	Déclenchement des lignes L7054, L7055 et L7056 au poste Tilly	3 742	2 700
Février	10	05:05:00	Déclenchement sur Réseau multiterminal à courant continu RMCC des groupes à LG2 et LG2A	900	
Avril	4	10:46:35	Rejet de 3 groupes à la centrale Churchill Falls	1 470	
Avril	12	13:31:59	Contournement du banc de condensateurs séries CXC92 au poste La Vérendrye	900	
Juin	11	16:50:00	Déclenchement de la ligne L7008 sans réenclenchement		620
Juin	27	12:22:22	Déclenchement du transformateur T72 à la centrale Churchill Falls	850	
Juillet	9	07:47:55	Déclenchement des lignes L3031 et L3021 (biterne) à la centrale Manic 5 et au poste Micoua	1 100	
Juillet	13	08:20:13	Déclenchement transformateur T7 à la centrale LG2 et de la ligne L7063 entre les postes Radisson et Nemiscau	600	
Juillet	21	17:01:02	Déclenchement de la ligne L7051 au poste Montagnais	800	
Juillet	21	20:07:03	Déclenchement des lignes L3171 et L3173 au poste Tilly	1 115	
		20:22:37	Déclenchement des lignes L3172 et L3173 au poste Tilly	540	
Juillet	22	16:45:36	Déclenchement des lignes L3168 et L3169	720	
Juillet	22	19:50:05	Rejet à la centrale Churchill Falls	800	
Juillet	24	14:29:05	Déclenchement des lignes L3050 et L3051 entre les postes Abitibi et Lebel	40	390
Août	28	17:47:33	Déclenchement de la ligne L7096 entre les postes Nicolet et Des Cantons		723
Octobre	30	08:20:00	Rejet à la centrale LG2	910	



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: January 5, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Donald Berringer
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Transmission Services
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-January 3, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of 450 MW of customer load due to the loss of the 315 kV circuit 3086, De Léry-Châteauguay, caused by a switching error, followed by the opening of the 315 kV circuit 3087, De Léry-Châteauguay, due to protection failure. You may also download this report as a Version 4.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010103.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Bruce M. Balmat
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Jorn C. Haahr
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Roy Sepa
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@npcc.org, co8@npcc.org, co2@npcc.org, tfsp@npcc.org,
balmatbm@pjm.com, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@mepcc.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, jhaahr@npcc.org, kotechav@coned.com, ben.li@theIMO.com,
schiavonem@nimo.com, eschwerdt@npcc.org, roy.sepa@theIMO.com,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY
OFFICE OF ENERGY EMERGENCY PLANNING OE-20
ELECTRIC POWER SYSTEM - EMERGENCY REPORT

REPORT OF: INTERRUPTION X
VOLTAGE REDUCTION
%
PUBLIC APPEAL
VULNERABILITY ACTION
OTHER INCIDENT

UTILITY: HYDRO-QUÉBEC
DIVISION: System Control Center TranÉnergie

ADDRESS: Complexe Desjardins Basilaire1, C.P. 10000 Montréal,
Québec , H5B 1H7

REPORTED BY: (name): Gratien Charest
(title): System operations manager

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE: (514) 289-4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED: Hydro-Québec

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN:
DATE: 2001 / 01 / 03 TIME: 22 :04 :00 TIME
ZONE: EDT

DATE AND TIME OF SERVICE RESTAURATION RETURN TO NORMAL VOLTAGE
LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS:

INITIAL: DATE: 2001 / 01 / 03 TIME: 22 :15 TIME ZONE:

EDT

FINAL: DATE: 2001 / 01 / 03 TIME: 22 :30 TIME

ZONE: EDT

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED: approximately 71 000 customers

AMOUNT OF LOAD INVOLVED: 450 MW

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE EVENT

UTILITY TransÉnergie, HQ DATE OF THE INCIDENT january 3rd 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE: THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBOURING SYSTEM(S):

At 22 h 04 EDT , Wednesday january 3rd 2001, inadvertent switching at De Léry substation caused the tripping of power transformer T-2 and the line 3086 between De Léry and Châteauguay substations.
Simultaneously line 3087 betwen the same substations also tripped due to a protection failure. This last tripping occasioned the lost of 450 MW of internal load and a frequency variation to 60.24 HZ.
Both lines were back in service and the total load was restored at 22 h 15 EDT.
Investigation is under way on circuit breaker 300-8 protection relay at De Léry substation.

This mandatory report is authorized by the Federal Energy Administration Act of 1974 (P.L. 93-275) and the Federal Power Act. The timely submission of this form by a firm required to report is a requirement under Federal regulations. Late filing, failure to file, failure to keep records, or failure otherwise to comply with these instructions may result in criminal fines, civil penalties and other sanctions as provided by law. The information collected on this form is not regarded as confidential and will not be treated as such.



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: January 19, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie
Mr. Donald Berringer
Nova Scotia Power, Inc.
Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool
Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.
Mr. Albert Poiré
TransÉnergie
Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)
Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power
Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.
Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation
Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities
and
Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council
Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group
Mr. Robert W. Cummings
Director-Transmission Services
North American Electric Reliability Council
Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-January 17, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of 2,700 MW of customer load initiated by the explosive failure of a 735 kV circuit breaker at the Tilly substation, followed by the opening of the 735 kV circuits 7054, 7055 and 7056 between Tilly and Lemoyne. You may also download this report as a Version 4.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010117.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Bruce M. Balmat
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Jorn C. Haahr
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@npcc.org, co8@npcc.org, co2@npcc.org, tfsp@npcc.org,
balmatbm@pjm.com, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@mepcc.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com, efg@nerc.com,
jhaahr@npcc.org, kotechav@coned.com, ben.li@theIMO.com,
schiavonem@nimo.com, eschwerdt@npcc.org, ktammar@nyiso.com,
varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NERC PRELIMINARY DISTURBANCE REPORT

1. Organization filing report: TRANSÉNERGIE
2. Name of person filing report: Gratien Charest
3. Telephone number: (514) 289 - 4362
4. Date and time of disturbance: 01 / 17 / 2001
17 :57 EDT /Time/Zone
5. Did disturbance originate in your system? YES

6. Description of event :

At 17:57 Explosion of circuit breaker 700-7 (735 kV) of the shunt inductance XL 7 at Tilly
This default caused trip lines 7054 attached (Tilly-Lemoyne).
At this moment, trip unexplained two lines 7055-7056 (Tilly-Lemoyne) caused loss generati
4- LA 1- LA 2 and Brisay.
This loss of generation initiated a load rejection of 2700 MW'S by underfrequency protectio

Actions taken :

- Reductions exportations (800 MW'S)
 - New England 500
 - New Brunswick 235
 - New York 65
- Importation Energy (650 MW'S)
 - New Brunswick 300
 - Alcan- Que 350
- Start Gas turbines (820 MW'S)
- Call interruptible load (525 MW'S)

Investigation is underway for explosion breaker and trip two lines transmission.

7. List generation tripped: 3742 MW'S total
- Laforge 1 : 6 units for a total of 700 MW'S
Laforge 2 : 2 units for a total of 250 MW'S
La Grande 4 : 9 units for a total of 2432 MW'S
Brisay : 2 units for a total of 360 MW'S.

8. Frequency: a. just prior to disturbance 60 Hz
b. immediately after disturbance 60 Hz max. 58.14 Hz Min.

9. List transmission lines tripped (specify voltage level of each line):

LINES 7054, 7055,7056 (735 KV)

	FIRM	INTERRUPTIBLE
10. Demand tripped and	2700 MW'S	
Number of customers affected	234,000	Customers
Demand lost in MW-Minutes	2700 MW'S-Min.	
11. Restoration time	Initial	Final
Transmission	<u>17:57</u>	<u>1 hrs 30 mins</u>
Generation	<u>17:57</u>	<u>2 hrs</u>
Demand	<u>17 :57</u>	<u>2 hrs 16 mins (20 :13)</u>

JANUARY 17, 2001

EVENT AT 5:57 p.m.

AT TILLY SUBSTATION

CONTENT

- 1. SUMMARY OF EVENT**
- 2. SEQUENCE OF EVENTS**
- 3. IMPACT ON SYSTEM AND INTERCONNECTIONS**
- 4. ACTION TAKEN FOR SYSTEM RESTORATION**
 - 4.1 MEASURES TAKEN FOLLOWING TO THE EVENT
 - 4.2 SYSTEM RESTORATION
- 5. COMPLIANCE WITH NPCC CRITERIA**
 - 5.1 ANALYSIS OF ACE RESTORATION
 - 5.2 DCS
- 6. ANALYSIS OF THE EVENT**
- 7. PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7:**
 - 7.1 PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7
 - 7.2 HISTORY OF CGE ATB-80 CIRCUIT BREAKERS
 - 7.3 MAINTENANCE WORK DONE ON ATB-80 D700-7 CIRCUIT BREAKER AT TILLY SUBSTATION
 - 7.4 FAILURE DETAILS
- 8. SYSTEM PROTECTION ANOMALY**
- 9. ACTION PLAN:**
 - 9.1 APPARATUS
 - 9.2 AUTOMATIC CONTROLS AND PROTECTION SYSTEMS
- 10. LESSONS LEARNED**

1. SUMMARY OF THE EVENT OF JANUARY 17, 2001 AT 5:57 P.M.:

- Circuit breaker D700-7 at Tilly substation broke down following a routine de-energizing operation on a shunt reactor (55 MVAR, single-phase);
- Type of equipment ⇒ 735-kV CGE ATB-80 circuit breaker;

- **CONSEQUENCES:**

- ⇒ Immediate loss of a 3742-MW block of generation (LG4, LA1, LA2 and Brisay generating stations);
- ⇒ Drop in frequency to 58.14 Hz;
- ⇒ Underfrequency load shedding of 1927 MW and 773 MW due to disturbances for a total of 2700 MW (284,671 customers).

Note 1: The power system was stable prior to the event.

*Note 2: The same day, at 7:27 a.m., circuit breaker 700-8 (735-kV, CGE ATB-80) at Tilly substation broke down following a routine de-energizing of a shunt reactor:
P No effect on the power system*

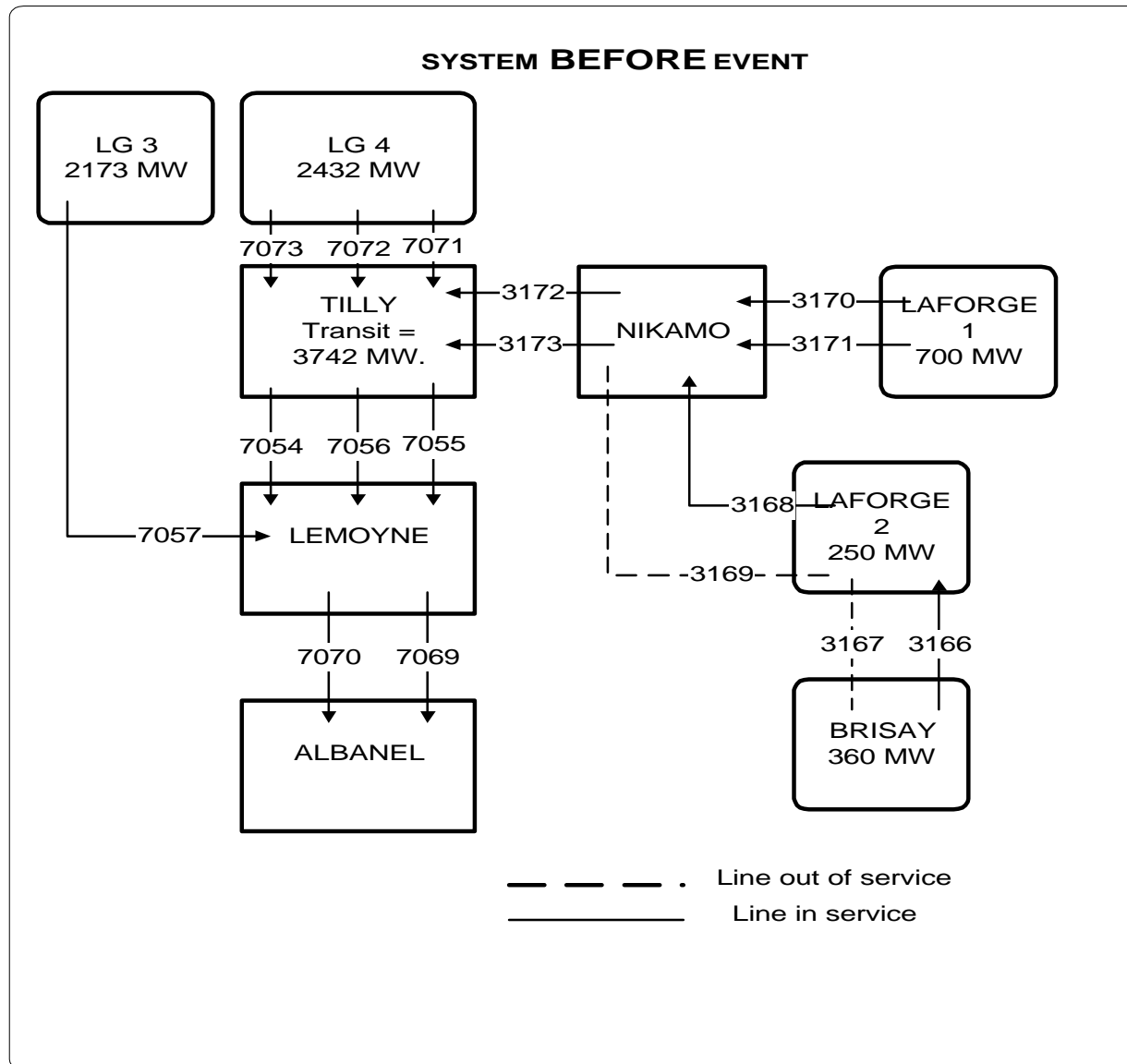
2. SEQUENCE OF EVENTS:

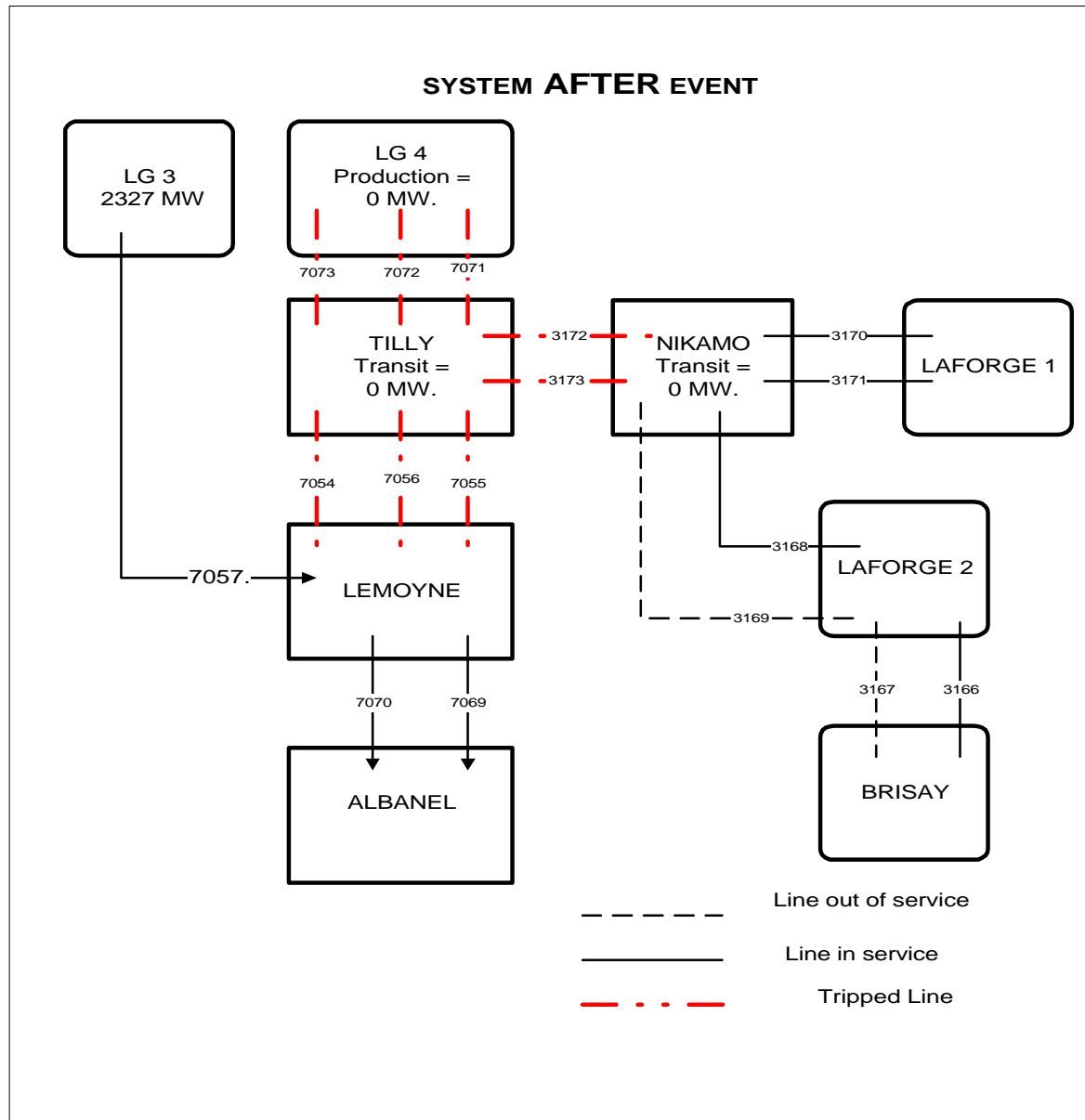
Events chronology starting at 5:57 p.m.:

- Opening of circuit breaker D700-7 of shunt reactor XL7 at Tilly substation
- Correct trip (L7054) at Tilly
- False trip (L7071) at LG4
- Correct trip (L7054) at Lemoyne
- False trip (L7056) at Tilly
- False trip (L7055) at Lemoyne
- False trip (T2) at LG4
- Correct reclosing (L7054) at Lemoyne
- Correct D700-7 closing (L7054) at Tilly
- Correct trip (L7054) at Lemoyne

Note: A total time of about 6.4 s was required to operate the devices affected by protection systems.

- Correct underfrequency load shedding (from 5:57:15 p.m. to 5:57:29 p.m.)
- Overvoltage of La Grande system: correct closing of six shunt reactors by the automatic controls (MAIS) (2310 MX)
- False trip of a synchronous condenser (CS2) at Abitibi substation
- False trip at La Tranche generating station (261 MW)





3. IMPACT ON SYSTEM AND INTERCONNECTIONS:

- Islanding of LG4, Laforge 1, Laforge 2 and Brisay generating stations resulted in a loss of generation of 3742 MW.
- Underfrequency load shedding caused interruptions totaling 1927 MW.
Total loss of load, including losses caused by system disturbances (e.g. industrial customers), was 2700 MW (284,671 customers).
- Frequency dropped from 60 to 58.14 Hz.
- Overvoltage (up to 820 kV for Chibougamau), corrected quickly by shunt reactor automatic closing controls.
- Transitory impact on three DC interconnections as a result of frequency regulation automatic controls on converter units:
 - ▶ Châteauguay - 325 MW
 - ▶ Madawaska - 100 MW
 - ▶ Eel River - 100 MW

4. ACTION TAKEN FOR SYSTEM RESTORATION:

4.1 MEASURES TAKEN FOLLOWING THE EVENT:

- Reduction in Transactions and Purchases from neighboring systems:

Time	Reductions			Purchases		Total in MW
	NE	CRT	ENB	AL	ENB	
19 th hour	571	60	266	350	150	1 397
20 th hour	711	60	266	350	300	1 687
21 st hour	431	60	266	350	300	1 407
22 nd hour	431	60	266	87	0	844

4. ACTION TAKEN FOR SYSTEM RESTORATION:

4.2 SYSTEM RESTORATION:

- Startup of gas-turbine units and other available hydro units:
 - ▮ Gas-turbine: 830 MW
 - ▮ Other: 198 MW

- Demand interruptible power program totaling 2092 MWh.

- System restoration:
 - ▮ First load restoration at 6:16 p.m.;

 - ▮ First unit at LG4 synchronized at 7:16 p.m. (investigation under way on the operation of the gradual energizing control);

 - ▮ Re-energizing of Tilly and Nikamo substations completed at 7:43 p.m.;

 - ▮ *In the meantime, the gas-turbine units allowed the load to be restored;*

 - ▮ Last load restoration authorized at 7:44 p.m.

5. COMPLIANCE WITH NPCC CRITERIA:

5.1 ANALYSIS OF ACE RESTORATION:

Time	Condition of AGC and frequency variations	ACE	Frequency
5:57:15 pm	AGC is automatically off when the event occurs (criterion: $f < 59.7$ Hz)	From 0 to -1700 MW	58.14 Hz
5:57:15 pm to 5:57:29 pm	Underfrequency load shedding	From -1700 to -1000 MW	59.65 Hz
5:59:30 pm	AGC turned on by operator (condition: $f \geq 59.7$ Hz)	From -1000 to -700 MW	59.80 Hz
6:01 pm	Trenche generating station trips (261 MW): frequency drops by 0.2 Hz ¹ AGC is automatically off because of the tripping of Trenche generation station, since $f < 59.7$ Hz	From -800 to -1400 MW	59.55 Hz
6:01 pm to 6:06 pm	Frequency increases slowly (AGC off, end of load increase)	-700 MW at 6:06 pm	59.80 Hz at 6:06 pm
6:06 pm	AGC turned on by operator: frequency rises by 0.1 Hz		
6:06 pm +	Frequency rises more rapidly	0 MW at 6:11:55 pm	60 Hz at 6:11:55 pm

¹ An in-depth analysis is under way on the cause of the tripping at Trenche generation station at 6:01 p.m. The units were resynchronized on the system at 6:09 p.m.

5. COMPLIANCE WITH NPCC CRITERIA:

5.2 DCS:

The loss of generation of 3742 MW followed by a total loss of load of 2700 MW and subsequent generation loss of 261 MW during the same 10-minute period is an event which exceeds our normal 1000-MW contingency by almost a factor of four. With the AGC automatically turned off during this time period², the ACE returned to its pre-contingency value after 11 minutes and 51 seconds. Excluding the effect of the subsequent loss of generation of 261 MW, the ACE returned to normal after 10 minutes and 13 seconds.

² The AGC was OFF at 5:57 p.m. and 6:01 p.m. and turned back ON at 6:00 p.m. and 6:06 p.m. for a total OFF time of 8 min over the DCS period.

6. ANALYSIS OF THE EVENT AT 5:57 P.M.:

- Proper operation of the underfrequency load-shedding controls (system remained stable);
- Proper operation of shunt reactor automatic controls to mitigate system overvoltages;
- Loss of three 735-kV lines (instead of only one between Lemoyne and Tilly substations) due to a line protection system anomaly detected in between Lemoyne and Tilly substations.

Note: Corrective measures were implemented on these lines on January 19, 2001.

- Loss of Abitibi CS2 synchronous condenser through overcurrent protection.
- Loss of La Trenche generating station (261 MW), which caused a second frequency variation.

7. PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7:

7.1 PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7:

⇒ Failure of the rods operating the moving contacts of the middle head of circuit breaker phase A;

- During circuit breaker opening, the contacts did not complete their course, which reignited the electrical arc;
- There was an internal restrike in five out of the six chambers and an external restrike in one chamber;

Note: The failure was subsequent to shunt reactor XL-7 de-energizing for routine voltage control purposes.

7. PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7:

7.2 HISTORY OF CGE ATB-80 CIRCUIT BREAKERS:

- This type of CGE ATB circuit breaker has been in use on the power system since 1982.
- Over the last few years, these circuit breakers, used for shunt reactors, have experienced problems mainly involving their opening resistors.
- In the late 1980s, the opening resistors were removed and ZnO surge arresters were installed to protect the shunt reactors against possible overvoltages.
- In 2000, a maintenance notice related to capacitors was issued:
 1. It indicated that ATB-80 circuit breakers are adequate from an electrical point of view;
 2. It suggested that a visual inspection of capacitors be done on those which have to perform several operations (due to the risk of degradation resulting from mechanical vibrations)

7. PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7:

7.3 MAINTENANCE WORK DONE ON ATB-80 D700-7 CIRCUIT BREAKER AT TILLY SUBSTATION

- Circuit breaker 700-7:

⇒ 1990: full inspection performed

⇒ 1994: opening resistors were removed and ZnO surge arresters installed

⇒ 1996: capacitors were inspected and measured

Note: The triggering element that allowed the implementation of the maintenance notice was the number of circuit breaker operations. Given the breaker's low rate of operation, a visual inspection of the capacitors was scheduled for 2003.

7. PROBABLE CAUSE OF FAILURE OF CIRCUIT BREAKER 700-7:

7.4 FAILURE DETAILS

- Circuit breaker 700-7:
 - ⇒ The three phase A modules were damaged;
 - ⇒ One of the air columns was torn off;
 - ⇒ Damaged insulators on the TC7B2 current transformer;
 - ⇒ Failure on the high-voltage bushing of shunt reactor XL-7;
 - ⇒ Damaged insulators of the XL-7 shunt reactor surge arrester.

8. SYSTEM PROTECTION ANOMALY

The following operations of the protections occurred:

- 8.1 The current differential protection HU of the step-up transformer T2 of the LG4 power station operated and sent a transfer trip signal to the other end of the 735 kV line no 7072 between LG4 and Tilly and tripped the line. The line no 7072 has no line breaker at LG4 end.

Cause: Current transformer ratio on "B" phase of the HU is different from CTs ratio on "A" and "C" phases.

Corrective action: The HU protection was taken out of service and the ratio of main CT on phase "B" will be modified as per the "A" and "C" phases (the transformer is still protected by 2 main differential protections FAC34 and RADSE).

- 8.2 Tripping of the line no 7071 between LG4 and Tilly by the distance protection "B" (THR) 1st zone in instantaneous at the LG4 end which sent a transfer trip to Tilly end. The distance protection "B" KD did not operate. Distance protection Scheme: Permissive over reach is used due to the length of the line (1.5-km).

Cause: Instantaneous 1st zone card on the THR protection relay was left active inadvertently.

Corrective action: the 1st zone card was deactivated.

- 8.3 Tripping of the line no 7056 between Tilly and Lemoyne by the SOTF (switch on to fault) protection associated with the starting zone distance protection "A" LZX51 at the Tilly end.

Cause: The NO contact of the undervoltage element 27 of the SOTF circuit was inverted.

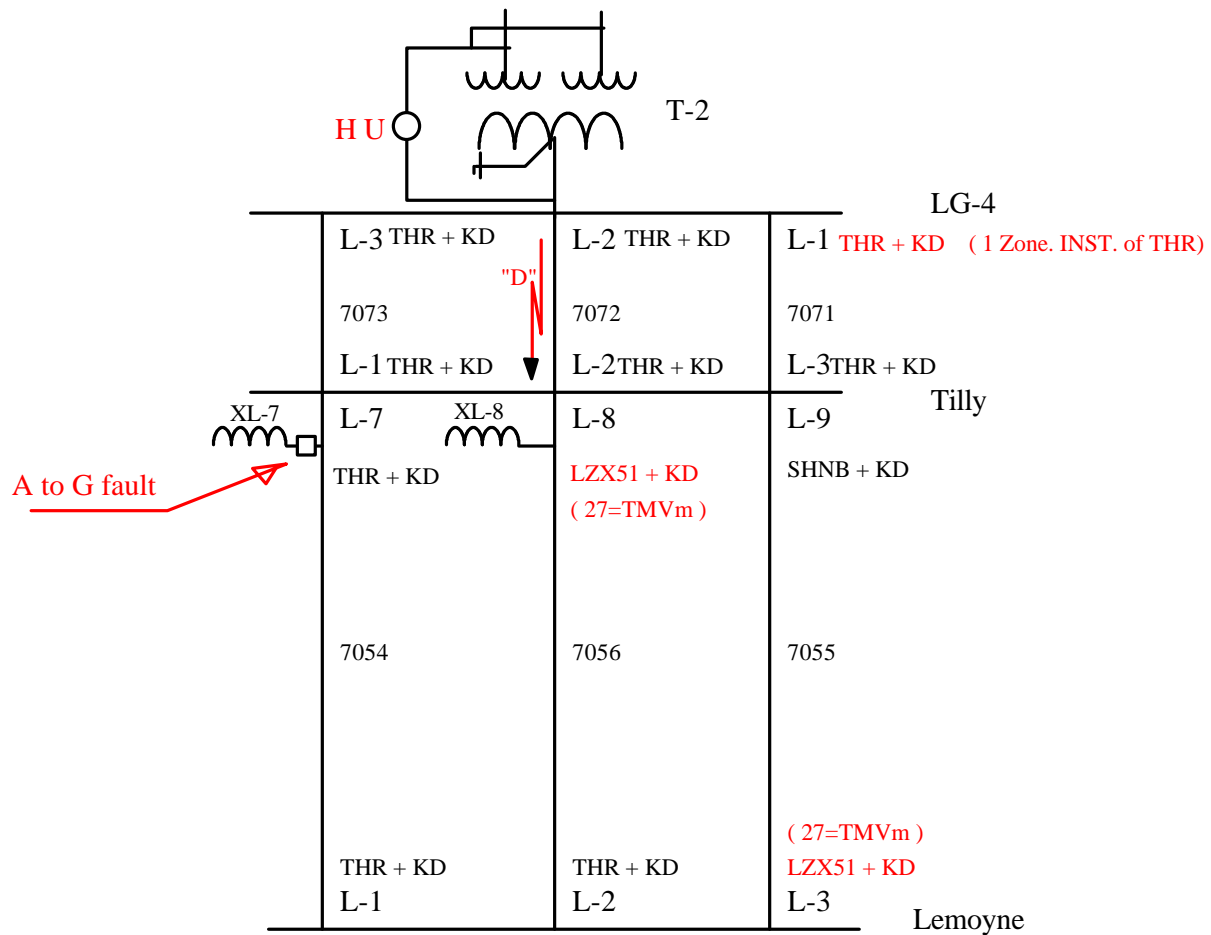
Corrective action: The 27 contact was changed.

- 8.4 Tripping of the line no 7055 between Tilly and Lemoyne by the SOTF (switch on to fault) protection associated with the starting zone distance protection "A" LZX51 at the Lemoyne end. The undervoltage 27 relay used in the SOTF circuit is identical with the line protection as described in 8.3).

Cause: The N.O. contact of the undervoltage element 27 in the SOTF circuit was inverted.

Corrective action: The 27 contact was changed.

This section was presented by Q-M L  at the TFSP meeting on January 30, 2001



9. ACTION PLAN:

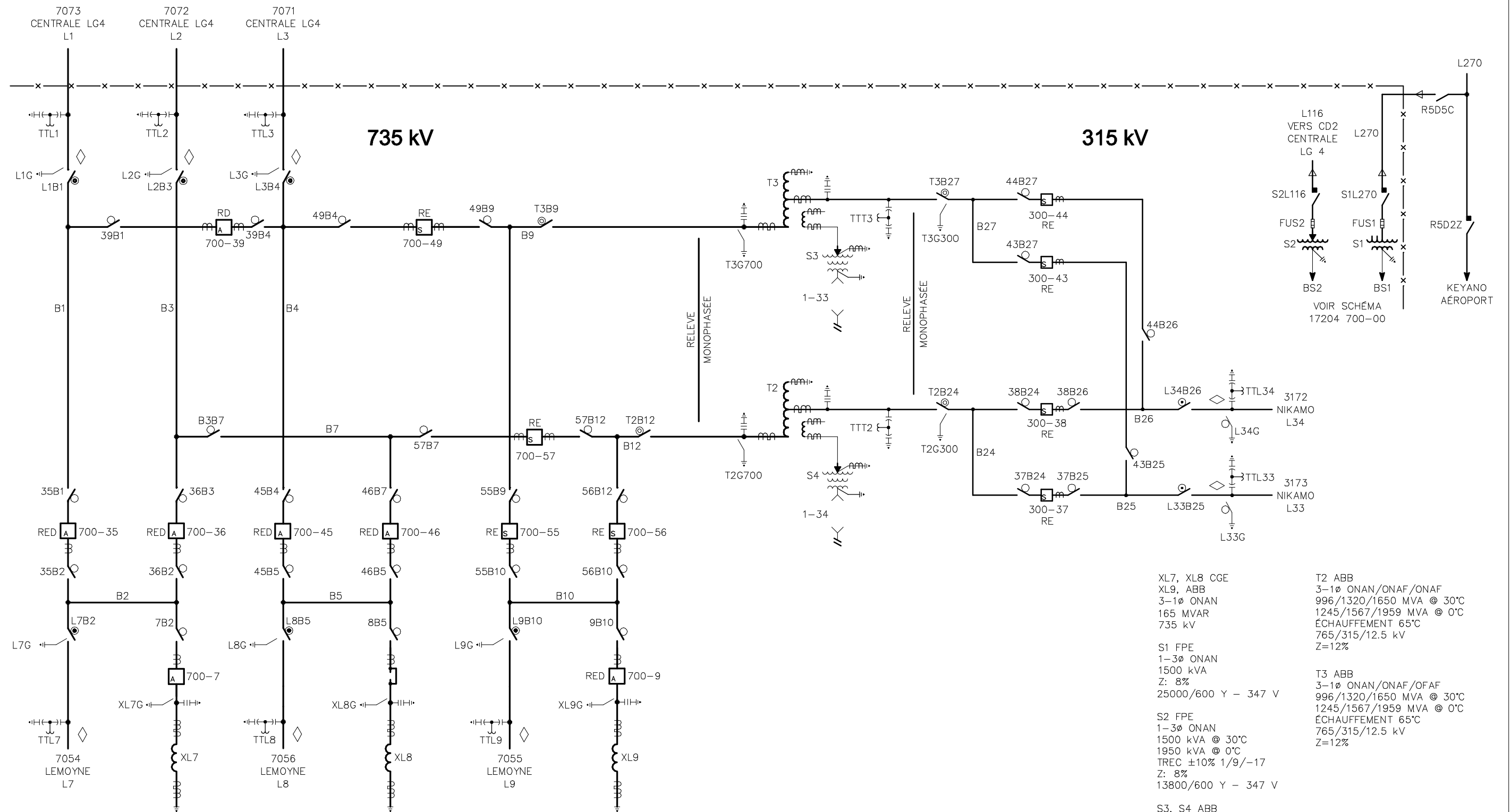
9.1 APPARATUS			
EQUIPMENT and/or FACILITY	ACTION	TIMEFRAME	FOLLOW-UP
Circuit breaker 700-7 Tilly	· Replace circuit breaker 700-7 with an ABB HPL-type SF6 breaker	April 2001	
	· Replace TC7B2 ØA	Sept. 2001	
	· Repair XL7 ØB high-voltage bushing		Completed
	· Repair XL7 ØA surge arresters		Completed
Circuit breaker 700-8 Tilly	· Replace circuit breaker 700-8 with a set of rigid busbars (temporary solution)		Completed
	· Replace with an ABB ELF-SP SF6 circuit breaker (permanent solution)	July 2001	
	· Replace TC8B5 ØC		Completed
	· Repair TTL9 ØC		Completed
	· Repair disconnect switch L9B10		Completed
Other ATB-80 circuit breakers operating shunt reactors	· Safety measures to be issued to limit the operation of circuit breaker 700-2 at Chamouchouane substation		Completed
	· Continue analyzing the cause of circuit breaker mechanical failure		Under way
Tilly substation	· Audit scheduled.	September 2001	

9. ACTION PLAN:

9.2 AUTOMATIC CONTROLS AND PROTECTION SYSTEMS				
EQUIPMENT and/or FACILITY	PROBLEM	ACTION	TIMEFRAME	FOLLOW-UP
Lines L7055 and L7056	· False trip	· Correct anomaly		Completed
Line L7071	· False trip	· Correct anomaly		Completed
Line L7072	· Remote trip through differential protection	· Correct anomaly		Completed
Synch. Conds (CS2) at Abitibi substation	· False trip	· Check settings	May 2001	
La Trenché generating station	· False trip	· Continue investigation and implement corrective measures		Under way
LG4 generating station	· Voltage instability	· Continue investigation and implement corrective measures		Under way

10. LESSONS LEARNED:

- The automatic controls [UFLS, Voltage Controls (MAIS), DC Converters Controls] operated properly.
- The load restoration was properly managed.
- Given the problems encountered with the ATB-80 circuit breakers operating shunt reactors, the two circuit breakers which failed at Tilly substation will be replaced with SF6-type of circuit breakers.
- Following the false trips that were reported, *TransÉnergie* will revise the standards and procedures used for system protection inspection, commissioning and maintenance.



LÉGENDE

RE= DISJ. MUNI DE RÉISTANCES D'ENCLÈCHEMENT
 RD= DISJ. MUNI DE RÉISTANCES DE DÉCLÈCHEMENT
 RED= DISJ. MUNI DE RÉISTANCES D'ENCLÈCHEMENT ET DE DÉCLÈCHEMENT

XL7, XL8 CGE
 XL9, ABB
 3-1 ϕ ONAN
 165 MVAR
 735 kV

S1 FPE
 1-3 ϕ ONAN
 1500 kVA
 Z: 8%
 25000/600 Y - 347 V

S2 FPE
 1-3 ϕ ONAN
 1500 kVA @ 30°C
 1950 kVA @ 0°C
 TREC \pm 10% 1/9/-17
 Z: 8%
 13800/600 Y - 347 V

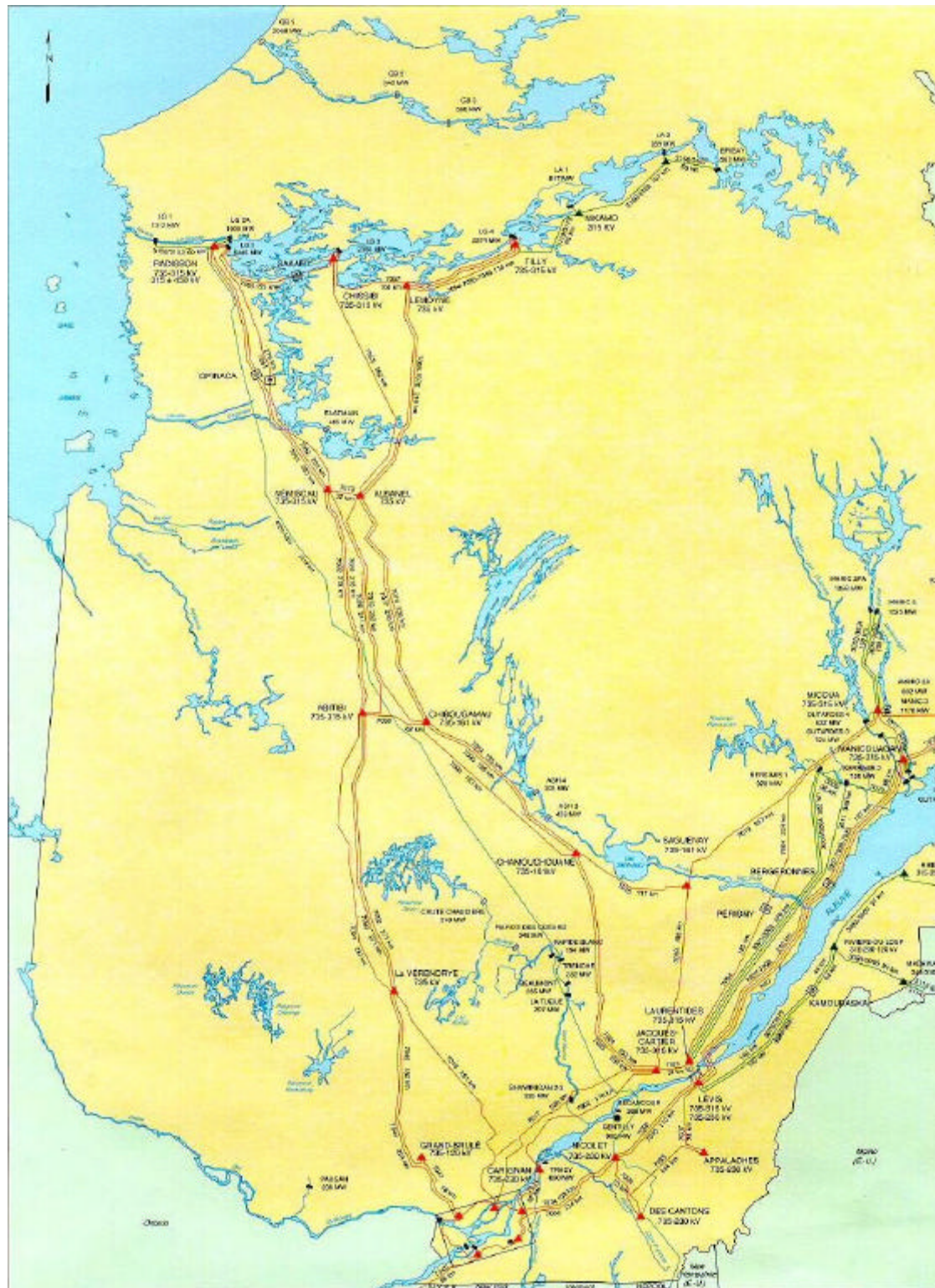
S3, S4 ABB
 1-3 ϕ ONAN
 3000 kVA @ 30°C
 3750 kVA @ 0°C
 TREC \pm 10% 1/9/-17
 Z: 17%
 12500/600 Y - 347 V

T2 ABB
 3-1 ϕ ONAN/ONAF/ONAF
 996/1320/1650 MVA @ 30°C
 1245/1567/1959 MVA @ 0°C
 ÉCHAUFFEMENT 65°C
 765/315/12.5 kV
 Z=12%

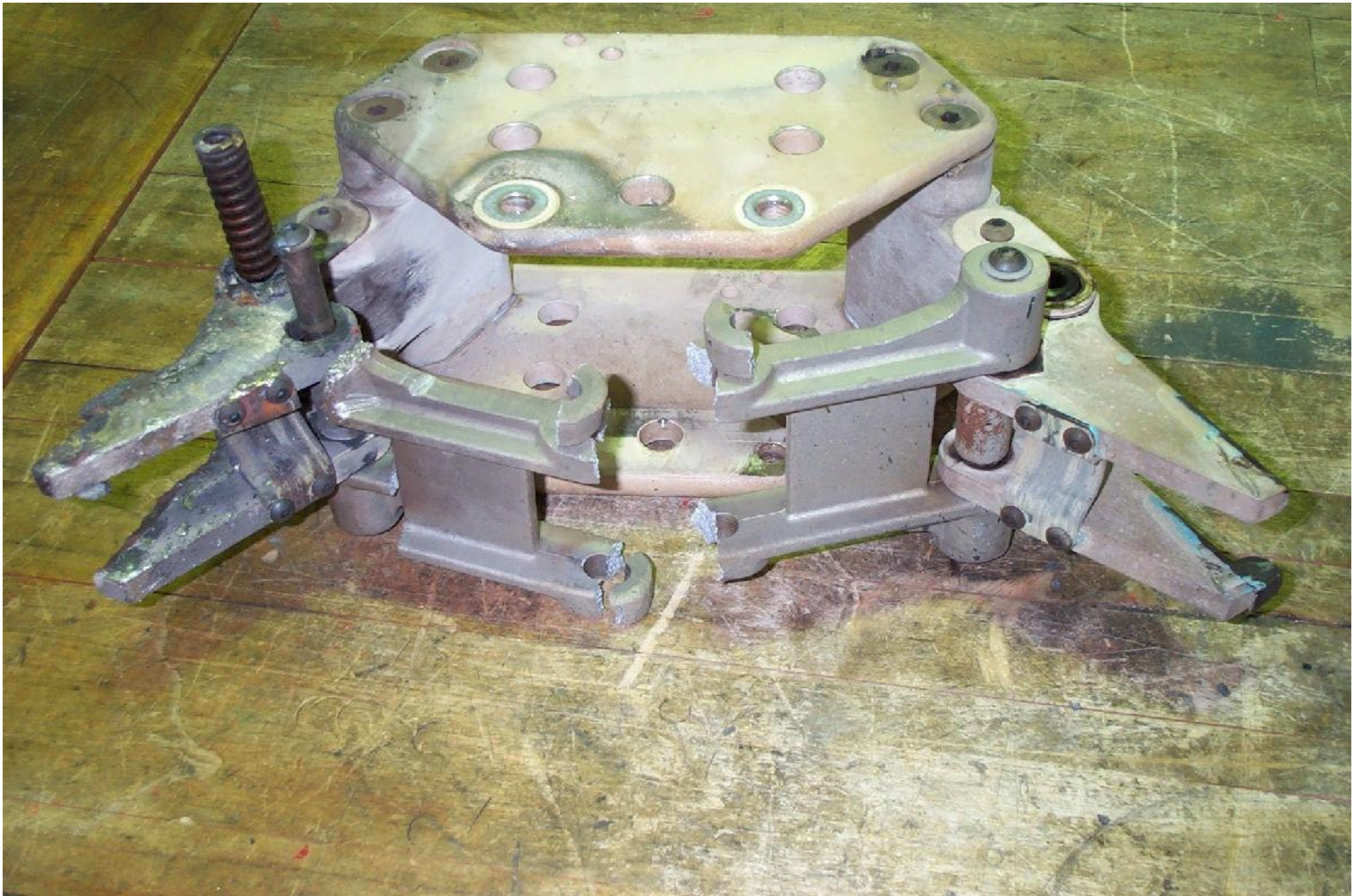
T3 ABB
 3-1 ϕ ONAN/ONAF/OFAF
 996/1320/1650 MVA @ 30°C
 1245/1567/1959 MVA @ 0°C
 ÉCHAUFFEMENT 65°C
 765/315/12.5 kV
 Z=12%

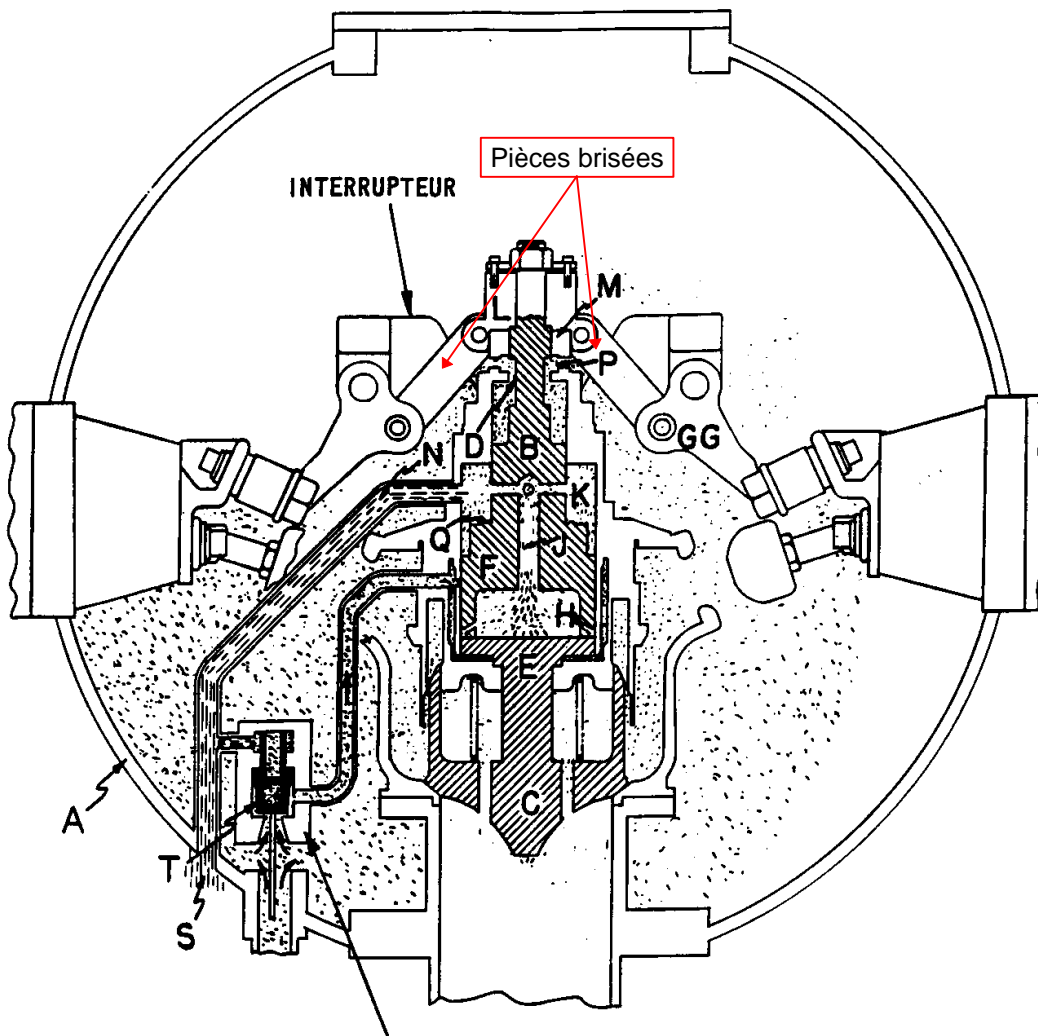
S1				
1	2	3	4	5
26500	25625	25000	24375	23750

TransÉnergie DIRECTION TÉLÉCONDUITE		TILLY SCHÉMA D'EXPLOITATION UNIFILAIRE	
2001-01-29	DESSINÉ: PIERRE SAVARD	PRÉPARÉ: JOËL MAILHOT	MODIFIÉ: J. MAILHOT
RÉV.: DISJONCTEUR 700-8 REMPLACÉ PAR DES CAVALIERS.			APPROUVÉ: Y. GILBERT
17204 601-00			









**SOUPE DU MÉCANISME DE COMMANDRE
(NORMALEMENT FERMÉ LORSQUE DISJONCTEUR EST FERMÉ)**

**DISJONCTEUR FERMÉ, SOUPAGE DE COMMANDE OUVERTE,
ENROULEMENT DE DÉCLENCHEMENT SOUS TENSION**

0252A6818



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: February 13, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Donald Berringer
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Transmission Services
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-February 10, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of the Phase II HVDC interconnection between Québec and New England. You may also download this report as a Version 4.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010210.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Bruce M. Balmat
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Jorn C. Haahr
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@npcc.org, co8@npcc.org, co2@npcc.org, tfsp@npcc.org,
balmatbm@pjm.com, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@mepcc.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, jhaahr@npcc.org, kotechav@coned.com, ben.li@theIMO.com,
schiavonem@nimo.com, eschwerdt@npcc.org, ktammar@nyiso.com,
varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NERC PRELIMINARY DISTURBANCE REPORT

- 1. Organization filing report: TRANSÉNERGIE
- 2. Name of person filing report: Gratien Charest
- 3. Telephone number: (514) 289 - 4362
- 4. Date and time of disturbance: 02 / 10 / 2001
05 :05 EDT /Time/Zone
- 5. Did disturbance originate in your system? YES

6. Description of event :

At 05h05, total trip of RMCC. Loss of generation 900 MW at LG 2 (Unit A16)
LG 2A (Unit A21 and A24)
The trip signal originate from Grondines Substation.
Interruption of 744 MWs delivered with New England during 57 minutes.
During of repair. 07H47 ms.
The delivered has been restored 57 min. later from Nicolet converter.
Explanation will be available later.

7. List generation tripped: 900 MW'S total

LG 2 : 1 unit for a total of 300 MW'S

LG 2A : 2 units for a total of 600 MW'S

8. Frequency:
- a. just prior to disturbance 60 Hz
 - b. immediately after disturbance 59.87 Hz Min.

9. List transmission lines tripped (450 KV CC)

Radisson- Sandy Pond --57 Min.
Radisson- Nicolet 07h47 min.

10. Demand tripped and 0
Number of customers affected
Demand lost in MW-Minutes .

11. Restoration time	Initial	Final
Transmission	<u>05H05</u>	06H02_
Generation	<u>05H05</u>	<u>05H12</u> Demand
0		



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: April 6, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Donald Berringer
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-April 4, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the inadvertent trip of 1,470 MW of generation at Churchill Falls during relay maintenance. You may also download this report as a Version 4.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010404.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Jorn C. Haahr
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@mepcc.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, jhaahr@npcc.org, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NERC PRELIMINARY DISTURBANCE REPORT

1. Organization filing report: TRANSÉNERGIE
2. Name of person filing report: Gratien Charest
3. Telephone number: (514) 289-2211 ext :4362
4. Date and time of disturbance: 04 / 04 / 2001
10 :46 ET /Time/Zone
5. Did disturbance originate in your system? YES

6. Description of event :

At 10h46, during system protection maintenance at the Montagnais substation, three units at the Churchill Falls station were inadvertently rejected, resulting in a total loss of generation of 1,470 MW. No firm demand was lost during the event.

7. List generation tripped: 1470 MW'S total
Churchill Fall : Unit A-5, A-6 and A-9

8. Frequency: a. just prior to disturbance 60 Hz
b. immediately after disturbance 58.98 Hz Min.

9. List transmission lines tripped .

Any line

- | | | | |
|-----|------------------------------|---------|-------|
| 10. | Demand tripped and | 0 | |
| | Number of customers affected | 0 | |
| | Demand lost in MW-Minutes | | |
| 11. | Restoration time | Initial | Final |
| | Transmission | | |
| | Generation | 10H46 | 11H16 |
| | Demand | 0 | 0 |



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: April 13, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie
Mr. Donald Berringer
Nova Scotia Power, Inc.
Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool
Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.
Mr. Albert Poiré
TransÉnergie
Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)
Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power
Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.
Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation
Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities
and
Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council
Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group
Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council
Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-April 12, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the rejection of 900 MW of generation due to the bypassing of series compensation at the La Verendry station. You may also download this report as a Version 4.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010412.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Jorn C. Haahr
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@mepcc.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, jhaahr@npcc.org, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED: none

AMOUNT OF LOAD INVOLVED: 0 MW

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE EVENT

UTILITY TransÉnergie, HQ **DATE OF THE INCIDENT** april 12th 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE: THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBOURING SYSTEM(S):

At 13 h 31 EDST , Thursday april 12th 2001, inadvertant bypass of a series compensation at La Verendry substations (CXC192) and generation rejection of three units at LG2 power station (units A1, A3 and A11) by system protection. Tripping occasioned the lost of 900 MW of generation and a frequency variation to 59.47 HZ.
Three units at LG2 power station were back in service at 13:34:47 EDST.
The series compensation at La Verendry substation was back in service at 23:47:26 EDST.

This mandatory report is authorized by the Federal Energy Administration Act of 1974 (P.L. 93-275) and the Federal Power Act. The timely submission of this form by a firm required to report is a requirement under Federal regulations. Late filing, failure to file, failure to keep records, or failure otherwise to comply with these instructions may result in criminal fines, civil penalties and other sanctions as provided by law. The information collected on this form is not regarded as confidential and will not be treated as such.



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: June 13, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-June 11, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of 620 MW of load resulting from a lightning strike on the 735 kV circuit L7008 between the Manic and Lèvis substations. You may also download this report as a Version 4.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010611.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@dteenergy.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY
OFFICE OF ENERGY EMERGENCY PLANNING OE-20
ELECTRIC POWER SYSTEM - EMERGENCY REPORT

REPORT OF: INTERRUPTION
VOLTAGE REDUCTION

%

PUBLIC APPEAL
VULNERABILITY ACTION
OTHER INCIDENT X

UTILITY: HYDRO-QUÉBEC

DIVISION: System Control Center TranÉnergie

ADDRESS: Complexe Desjardins Basilaire1, C.P. 10000 Montréal,
Québec , H5B 1H7

REPORTED BY: (name): Gratien Charest

(title): System operations manager

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE: (514) 289-4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED: Hydro-Québec

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN:

DATE: 2001 / 06 / 11 TIME: 16 :50 :00 TIME

ZONE: EDST

DATE AND TIME OF SERVICE RESTAURATION RETURN TO NORMAL VOLTAGE
LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS:

INITIAL:

DATE: 2001 / 06 / 11 TIME: 16 :50 :00 TIME ZONE:

EDST

FINAL:

DATE: 2001 / 06 / 11 TIME: 16 :57 :00 TIME ZONE:

EDST

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED: Some industrial load

AMOUNT OF LOAD INVOLVED: 620 MW

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE EVENT

UTILITY TransÉnergie, HQ DATE OF THE INCIDENT June 11th
2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE:
THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES
INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBOURING SYSTEM(S):

At 16 h 50 EDST , Monday June 11th 2001, tripping of line L7008
at Manic and Levis substations by lighting (storm).
Tripping occasioned the lost of 620 MW of industrial load and a
frequency variation 60,0 HZ to 60.55 HZ.
Line L7008 at Manic and Levis substation were back in service at
16:57:06 EDST.



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: June 28, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-June 27, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of two units at the Churchill Falls station totaling 850 MW of generation; no loss of customer load resulted from the event. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010627.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@dteenergy.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF GENERATION

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal, QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST

SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : CHURCHILL FALLS AND
TRANSENERGIE

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE : 06 / 27 / 2001 TIME : 12 :22 TIME ZONE : ED

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL VOLTAGE
LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 06 / 27 / 2001 TIME : 14 :35 TIME ZONE : ED

FINAL :

DATE : 06 / 27 / 2001 TIME : 14 :36 TIME ZONE : ED

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED :NONE

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : NONE

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : CFLCo DATE OF THE INCIDENT : 06 / 27 / 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE :
THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES
INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

AT DATE : 06 / 27 / 2001 TIME : 12 :22 ED, THE T72 POWER TRANSFORMER
LOCATED AT CHURCHILL FALLS POWER STATION TRIPPED AND
PROVOKED A LOSS OF GENERATION OF 850MW. THAT GENERATION
WAS PREVIOUSLY TRANSMITTED TO THE TransÉnergie POWER SYSTEM.
TransÉnergie POWER SYSTEM SUFFERED A TRANSIENT FREQUENCY
DEVIATION TO 59,41HZ.

NO SIGNIFICANT CONSEQUENCES WAS REPORTED ON TransÉnergie
POWER SYSTEM.

T72 WAS BACK ONLINE AT DATE : 06 / 27 / 2001 TIME : 14 :36 ED AND
GENERATION WAS RESTORED.

SEQUENCE OF EVENT.

AT CHURCHILL FALLS POWER HOUSE A FAULT ON THE A2 GENERATOR
COMMANDED THE TRIPPING OF THE 230-2 BREAKER.

THE BREAKER DIDN'T TRIP IN THE ALLOWED TIME AND IT'S BACK UP
PROTECTION TRIPPED THE T72 POWER TRANSFORMER AND THE A3
GENERATOR.

GENERATOR A1 WAS DISPATCHED ONLINE IMMEDIATELY TO
COMPENSATE FOR GENERATION LOSS AND AT DATE : 06 / 27 / 2001
TIME : 14 :36 ED THE T72 TRANSFORMER WAS BACK ONLINE WITH THE
A3 GENERATOR.

THE A2 GENERATOR IS STILL OFFLINE



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 9, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-July 9, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of 1,100 MW of generation at the Manic 5 substation resulting from lightning strikes; no customer load was interrupted in the event. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010709.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@dteenergy.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com,
efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

Check here is this is an operating security limit violation report.

B. NERC PRELIMINARY DISTURBANCE REPORT

1. Organization filing report: TransÉnergie
2. Name of person filing report: Gratien Charest
3. Telephone number: (514) 289 - 4362
4. Date and time of disturbance: 07 / 09 / 2001
07 : 47 : 55 EDT
5. Did disturbance originate in your system? YES
6. Describe disturbance including: cause, equipment damage, critical services interrupted, system separation, key scheduled and actual flows prior to disturbance and in the case of a disturbance involving a special protection or remedial action scheme, what action is being taken to prevent recurrence:
At 07:47: EDT, Monday July 9 th 2001, tripping of two 300 KV lines (double circuit) and 7 units by lighting (storm). Line 3031 and line 3032 at Manic 5 and Micoua substations and 7 units at Manic 5 power station. Tripping occasioned generation loss of 1100 MW and the frequency deviation to 59,14 HZ. No significant consequences were reported, and no load was lost.
7. List generation tripped: 1100 MW total
8. Frequency: a. just prior to disturbance 60,0 Hz
b. immediately after disturbance 59,14 Hz max. Hz Min.
9. List transmission lines tripped (specify voltage level of each line):
Double 300 KV circuit, line 3031 and 3032 at Manic 5 and Micoua substations
10. Demand tripped and
Number of customers affected
Customers
Demand lost in MW-Minutes
Min.

	<u>FIRM</u>	<u>INTERRUPTIBLE</u>
	MW	MW
	Customers	
	MW-Min.	MW-
		Min.
11. Restoration time

	Initial	Final
Transmission	<u>07:52:22</u>	-
<u>07:52:38</u>		
Generation	<u>08:00:43</u>	-
<u>08:06:06</u>		
Demand	_____	_____



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 16, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie
Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool
Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.
Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.
Mr. Albert Poiré
TransÉnergie
Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie
Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)
Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power
Mr. Dana Walters
National Grid USA
Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.
Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation
Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities
and
Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council
Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group
Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council
Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-July 13, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the trip of two units at the La Grande station due to a transformer fire; a total of 600 MW of generation was interrupted. No loss of customer load resulted from the event. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010713.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, don.benjamin@nerc.com, gbrown@nbpower.com,
vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com, cyrulewskij@dteenergy.com,
cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com, farellaj@nimo.com, efg@nerc.com,
kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com, ben.li@theIMO.com,
schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org, ktammar@nyiso.com,
varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

UTILITY TransÉnergie, HQ DATE OF THE INCIDENT July 13th 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE: THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBOURING SYSTEM(S):

At 08 h 20 :11 EDST , Friday July 13th 2001, the phase unbalance relay protections operated on the power transformer T-7 at LG 2P substation. This resulted in tripping of a 13,8/735 kV transformer T-7 and 735 kV busbar B14 at LG 2P substation and tripping of two units at LG 2C power station (loss of generation 600 MW, frequency variation 60,0 Hz to 59,485 Hz). Simultaneously tripping of 735 kV line 7063 at Radisson / Nemiscau substations.

LG 2P substation staff reported fire phase B on the power transformer T-7.

The frequency deviation restored at 08 h 21 :03, voltage levels return to normal at 08 h 31 :08, line L7063 at Radisson and Nemiscau substations were back in service at 08 h 32 :15 and the busbar B14 at LG 2P substation were back in service at 08 h 35 :14 EDST.

This mandatory report is authorized by the Federal Energy Administration Act of 1974 (P.L. 93-275) and the Federal Power Act. The timely submission of this form by a firm required to report is a requirement under Federal regulations. Late filing, failure to file, failure to keep records, or failure otherwise to comply with these instructions may result in criminal fines, civil penalties and other sanctions as provided by law. The information collected on this form is not regarded as confidential and will not be treated as such.



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 26, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-Storm Activity: July 21, 2001-1

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of two units at the Churchill Falls station, totaling 800 MW of generation, due to lightning; no loss of customer load resulted from the event. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010721-1.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. James N. Begin
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, james.begin@cmpco.com, don.benjamin@nerc.com,
gbrown@nbpower.com, vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com,
cyrulewskij@dteenergy.com, cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com,
farellaj@nimo.com, efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF GENERATION

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal,
QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST
 SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : CHURCHILL FALLS AND
TRANSENERGIE

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE : 07 / 21 / 2001 TIME : 17:01 TIME ZONE : ED

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL
VOLTAGE LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 07 / 21 / 2001 TIME : 17:01 TIME ZONE : ED

FINAL :

DATE : 07 / 21 / 2001 TIME : 17:12 TIME ZONE : ED

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED :NONE

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : NONE

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : CFLCo DATE OF THE INCIDENT : 07 / 21/ 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE : THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

DATE: 07/ 21 / 2001

TIME: 17:01 EDT

TransÉnergie lost line 7051 between the Montagnais and Churchill Falls stations, resulting in the rejection of 2 units (A1 and A9) at Churchill Falls (around 800 MW). The line was reclosed automatically after 5 seconds. Unit A11 synchronized at 17:10, and A9 at 17:12. The TransÉnergie power system suffered a transient frequency deviation to 59.31hz.

Cause: Lightning



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 26, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-Storm Activity: July 21, 2001-2

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of units at the Brisay, Laforge 1 and Laforge 2 stations in two separate incidents due to lightning strikes. A total of 1,115 MW of generation was interrupted in the first strike; the second strike interrupted 540 MW. No loss of customer load resulted from the events. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010721-2.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. James N. Begin
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, james.begin@cmpco.com, don.benjamin@nerc.com,
gbrown@nbpower.com, vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com,
cyrulewskij@dteenergy.com, cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com,
farellaj@nimo.com, efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF GENERATION

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal,
QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST
 SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : TRANSENERGIE

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE : 07 / 21 / 2001 TIME 20:07 TIME ZONE : ED

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL
VOLTAGE LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 07 / 21 / 2001 TIME : 20:07 TIME ZONE : ED

FINAL :

DATE : 07 / 21 / 2001 TIME : 20:57 TIME ZONE : ED

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED :NONE

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : NONE

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : CFLCo **DATE OF THE INCIDENT : 07 / 21/ 2001**

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE : THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

AT DATE : 07/ 21 / 2001 TIME : 20:07 ED,

TransÉnergie lost lines 3172 and 3173 between the Tilly and Nikamo stations; lines 3170, 3171, 3168, 3169, 3167 and 3166 also went out of service. Generation totalling 1,115 MW was interrupted with the subsequent loss of the power plants Brisay, Laforge 1 and Laforge 2.

Restoration Sequence:

20:13 Line 3172 re-energized,
20:13 Line 3173 re-energized,
20:14 Line 3170 re-energized,
20:16 Line 3169 re-energized,
20:17 Line 3168 re-energized,
20:18 Line 3171 re-energized,
20:18 Laforge 1, A11 synchronized,
20:18 Laforge 1, A14 synchronized,
20:18 Laforge 1, A15 synchronized,
20:19 Laforge 1, A15 synchronized,
20:21 Line 3166 re-energized,
20:22 Laforge 2, A22 synchronized.

At 20:22, TE lost lines 3172 and 3173 between Tilly / Nikamo, and lines 3170, 3171, 3168, 3169 and 3166 also went out of service, resulting in the loss of 540 MW of generation. TE lost power plants Laforge 1 and Laforge 2.

Restoration Sequence:

20:44 Line 3172 re-energized,
20:45 Line 3173 re-energized,
20:46 Line 3170 re-energized,
20:47 Line 3168 re-energized,
20:47 Line 3169 re-energized,
20:47 Line 3171 re-energized,
20:48 Laforge 1, A13 synchronized,
20:49 Laforge 1, A11 synchronized,
20:49 Laforge 1, A15 synchronized,

20:50 Line 3166 re-energized,
20:52 Line 3167 re-energized,
20:53 Laforge 2, A21 synchronized,
20:57 Brisay, A1 synchronized.

TransÉnergie power system suffered a transient frequency deviation to 59.17hz at 20:07 and 59.64hz at 20:22.

Cause: Lightning



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 26, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-Storm Activity: July 22, 2001-2

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of units at the Brisay, Laforge 1 and Laforge 2 stations due to lightning strikes. A total of 720 MW of generation was interrupted; no loss of customer load resulted from the events. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010722-2.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. James N. Begin
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, james.begin@cmpco.com, don.benjamin@nerc.com,
gbrown@nbpower.com, vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com,
cyrulewskij@dteenergy.com, cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com,
farellaj@nimo.com, efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF GENERATION

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal,
QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST
 SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : TRANSENERGIE

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE :07 / 22 / 2001 TIME : 16:01 TIME ZONE : ED

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL
VOLTAGE LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 07 / 22 / 2001 TIME : 16:45 TIME_ZONE : EDT

FINAL :

DATE : 07 / 22 / 2001 TIME : 20:57 TIME_ZONE : EDT

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED :NONE

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : NONE

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : CFLCo DATE OF THE INCIDENT : 07 / 22/ 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE : THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

AT DATE : 07/ 22 / 2001 TIME : 16:45 EDT

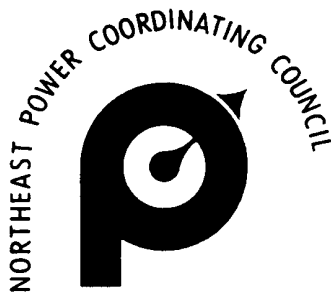
TE lost lines 3168 and 3169 between Nikamo and Laforge 2. Lines 3171, 3167 and 3166 went then out of service. Generation totalling 720 MW was interrupted with the loss of the power plants at Brisay and Laforge 2 as well as some units at the Laforge 1 generating station.

Restoration Sequence:

16:52 Line 3168 re-energized,
16:54 Laforge 2, A21 synchronized,
16:55 Line 3171 re-energized,
16:56 Laforge 1, A11 synchronized,
16:56 Laforge 1, A13 synchronized,
16:57 Line 3167 re-energized,
17:03 Laforge 2, A22 synchronized,
17:04 Line 3169 re-energized,
17:13 Brisay, A2 synchronized,
17:16 Brisay, A1 synchronized,
17:19 Line 3166 re-energized.

TransÉnergie power system suffered a transient frequency deviation to 59.42 Hz at 16:45.

Cause: Lightning



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 26, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-Storm Activity: July 22, 2001-1

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of two units at the Churchill Falls station, totaling 800 MW of generation, during relay maintenance; no loss of customer load resulted from the event. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010722-1.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. James N. Begin
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, james.begin@cmpco.com, don.benjamin@nerc.com,
gbrown@nbpower.com, vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com,
cyrulewskij@dteenergy.com, cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com,
farellaj@nimo.com, efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF GENERATION

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal,
QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST
 SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : CHURCHILL FALLS AND
TRANSENERGIE

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE : 07 / 22 / 2001 TIME : 19:50 TIME ZONE : ED

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL
VOLTAGE LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 07 / 22 / 2001 TIME : 19:50 TIME ZONE : EDT

FINAL :

DATE : 07 / 22 / 2001 TIME : 20:11 TIME ZONE : EDT

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED :NONE

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : NONE

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : CFLCo DATE OF THE INCIDENT : 07 / 22/ 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE : THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

DATE: 07/ 22 / 2001 TIME: 19:50 EDT

The rejection of 2 units (A1 and A10) occurred at Churchill Falls totalling around 800 MW. TransEnergie power system suffered a transient frequency deviation to 59.34 Hz. A1 was synchronized at 19:55, and A10 was synchronized at 20:11

Cause: During work on CXC51.



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: July 26, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Mr. Eugene F. Gorzelnik
Director-Communications
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-Storm Activity: July 24, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of 390 MW of load in the Abitibi area of Quebec due to lightning strikes. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010724.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. James N. Begin
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, james.begin@cmpco.com, don.benjamin@nerc.com,
gbrown@nbpower.com, vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com,
cyrulewskij@dteenergy.com, cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com,
farellaj@nimo.com, efg@nerc.com, kormosmj@pjm.com, kotechav@coned.com,
ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com, eschwerdt@pluto.npcc.org,
ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com, pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF LOAD AND GENERATION

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal, QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST

SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : HQT CONTROL AREA

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE : 07 / 24 / 2001 TIME : 14:29 TIME ZONE : EDT

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL VOLTAGE
LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 07 / 24 / 2001 TIME : 14:29 TIME ZONE : EDT

FINAL :

DATE : 07 / 24 / 2001 TIME : 15:46 TIME ZONE : EDT

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED : UNKNOWN

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : 390 MW

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : TRANSENERGIE DATE OF THE INCIDENT : 07 / 24 / 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE : THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

DATE : 07/ 24 / 2001 TIME : 14:29 EDT

TE lost lines 3050 and 3051 between substations Abitibi and Lebel. Substation Lebel was then down. A total of 390 MW of load was lost (all the load of the Abitibi area (TransÉnergie Transport Nord) together with 40 MW of generation. We lost powerplants Rapide 2 (A22 and A23 were shut down), Rapide 7 (A71 and A72 were shut down) and Cadillac (A1 and A2 were on reactive compensation mode and were lost too).

Restoration Sequence:

14:58 Line 3051 re-energized,
15:02 Line 3050 re-energized,
15:53 Rapide 7, A72 synchronized,
16:05 Rapide 7, A71 synchronized,
16:08 Cadillac, A1 and A2 returned in reactive compensation mode,
17:58 Rapide 2, A23 synchronized,
18:00 Rapide 7, A22 synchronized.

TransÉnergie power system suffered a transient frequency deviation of +0.27Hz (to 60.27hz) at 14:29.

Cause: lightning on pylon 63, causing a three phase fault on lines 3050 and 3051.



1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 840-1070 FAX: (212) 302-2782

Date: August 30, 2001

Memo to: Members, Task Force on Coordination of Operation:

Mr. Michel Armstrong
TransÉnergie

Mr. Michael C. Calimano
New York Power Pool

Mr. Timothy Leopold
Nova Scotia Power, Inc.

Mr. Michael D. Penstone
Hydro One Networks Inc.

Mr. Albert Poiré
TransÉnergie

Ms. Marie-Claude Roquet
TransÉnergie

Mr. Dan Schmidt
Independent Electricity Market Operator (Ontario)

Mr. Wayne N. Snowdon
New Brunswick Power

Mr. Dana Walters
National Grid USA

Mr. Stephen G. Whitley
ISO New England Inc.

Mr. Wesley J. Yeomans
Niagara Mohawk Power Corporation

Mr. Roger C. Zaklukiewicz
Northeast Utilities

and

Mr. Donald M. Benjamin
Director-Operations
North American Electric Reliability Council

Mr. Glenn W. Brown
Chair
NERC Disturbance Analysis Working Group

Mr. Robert W. Cummings
Director-Projects
North American Electric Reliability Council

Timothy R. Gallagher
Manager-Technical Services
North American Electric Reliability Council

Re: Disturbance Report: TransÉnergie-August 28, 2001

From: John G. Mosier, Jr.

Attached is the preliminary report by TransÉnergie on the loss of 723 MW of load due to a lightning strike on circuit 7096 between the Nicolet and Des Cantons substations; the parallel circuit 7095 was out of service for maintenance, and line 7096 failed to reclose at the Des Cantons end. You may also download this report as a Version 5.0 Adobe Acrobat file (.pdf) from the HomePage of the Northeast Power Coordinating Council at <http://www.npcc.org/>. Click on NPCC WWW BBS, click on "Publications" and open the folder "Disturbances." The file for the subject report is named "Disturbance_Report-TE-010828.pdf."

JGM

JGM:mr

cc: Members, System Operations Managers Working Group (Working Group CO-8)
Members, Working Group on Dispatcher Training (Working Group CO-2)
Members, Task Force on Energy Management Technology
Members, Task Force on System of Protection
Mr. James N. Begin
Mr. Vincent Budd
Mr. Jim D. Cyrulewski
Mr. Charles J. Durkin, Jr.
Mr. Ronald J. Falsetti
Mr. Joseph Farella
Mr. Michael J. Kormos
Mr. Vinod C. Kotecha
Mr. P. S. Li
Mr. Michael L. Schiavone
Mr. Edward A. Schwerdt
Mr. Karl Tammar
Mr. Vid Varneckas
Mr. Peter Wong

e-mail:

tfco@pluto.npcc.org, co8@pluto.npcc.org, co2@pluto.npcc.org,
tfsp@pluto.npcc.org, james.begin@cmpco.com, don.benjamin@nerc.com,
gbrown@nbpower.com, vbudd@nyiso.com, cummings@nerc.com,
cyrulewskij@dteenergy.com, cdurkin@npcc.org, ron.falsetti@theIMO.com,
farellaj@nimo.com, timg@nerc.com, kormosmj@pjm.com,
kotechav@coned.com, ben.li@theIMO.com, schiavonem@nimo.com,
eschwerdt@pluto.npcc.org, ktammar@nyiso.com, varneckasv@coned.com,
pwong@iso-ne.com

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF :

INTERRUPTION _____

VOLTAGE REDUCTION

_____ %

PUBLIC

APPEAL _____

VULNERABILITY

ACTION _____

OTHER INCIDENT : LOSS OF LOAD

UTILITY : HYDRO QUEBEC

DIVISION : TRANSENERGIE

ADDRESS : 2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal, QC

REPORTED BY : GRATIEN CHAREST

SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER(S) INCLUDE AREA CODE (514) 289-2211 EXT. : 4362

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM(S) AND/OR AREA(S) AFFECTED : TRANSENERGIE

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN :

DATE :08 / 28 / 2001 TIME 17:47 TIME ZONE : ED

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL VOLTAGE
LEVELS OR RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : 08 / 28 / 2001 TIME : 17:47 TIME ZONE : ED

FINAL :

DATE : 08 / 28 / 2001 TIME : 19:58 TIME_ZONE : ED

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED : 200 000

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : 723 MW

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : HQT control area DATE OF THE INCIDENT : 08 / 28/ 2001

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE :
THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES
INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

AT DATE : 08/ 28 / 2001 TIME : 17:47 ED,
Line 7096 between the Nicolet and Des Cantons substations was lost because
of lightning. Line 7095 was already out of service for repairs. Line 7096 was
automatically reenergized successfully at the Nicolet substation, but it did not
reenergize at Des Cantons because of a failure in the remote control system at
the substation Des Cantons. Substations Des Cantons, Sherbrooke, Stanstead
and Coaticook were then all down.

We lost 723 MW of load.

19:20 Line 7096 re-energized,
19:58 End of load restoration.

TransÉnergie POWER SYSTEM SUFFERED A TRANSIENT FREQUENCY
DEVIATION OF +0,59HZ (from 60 Hz to 60,59 Hz) at 17:47.

Cause: lightning

NPCC DISTURBANCE REPORTING FORM

REPORT OF : INTERRUPTION _____
VOLTAGE REDUCTION _____ %
PUBLIC APPEAL _____
VULNERABILITY ACTION _____
OTHER INCIDENT : **LOSS OF GENERATION**

UTILITY: **HYDRO QUEBEC**

DIVISION: **TransÉnergie**

ADDRESS: **2 Complexe Desjardins, Tour Est, Complexe Desjardins, Montreal, QC**

REPORTED BY: **GRATIEN CHAREST**
SENIOR MANAGER

PHONE NUMBER (S) INCLUDE AREA CODE **(514) 289-2211 EXT. : 4362**

DESCRIPTION OF EVENT

SYSTEM (S) AND/OR AREA (S) AFFECTED: **TRANSENERGIE**
SPS GENERATION REJECTION

DATE AND TIME AT WHICH THE INCIDENT BEGAN:

DATE: **10 / 30 / 2001** TIME : **08 :20** TIME ZONE : **ES**

DATE AND TIME OF SERVICE RESTORATION RETURN TO NORMAL VOLTAGE LEVELS OR
RETURN TO NORMAL SYSTEM OPERATIONS :

INITIAL :

DATE : **10 / 30 / 2001** TIME : **08 :28** TIME ZONE : **ES**

FINAL :

DATE : **10 / 30 / 2001** TIME : **08 :28** TIME ZONE : **ES**

NUMBER OF CUSTOMERS AFFECTED : **NONE**

AMOUNT OF LOAD INVOLVED : **0 MW**

NARRATIVE DESCRIPTION OF THE NPCC DISTURBANCE

UTILITY : **TransÉnergie** DATE OF THE INCIDENT : **10 / 30 / 2001**

PROVIDE A BRIEF DESCRIPTION OF THE EVENT. INCLUDE AS APPROPRIATE : THE CAUSE OF THE INCIDENT, EQUIPEMENT DAMAGED, CRITICAL SERVICES INTERRUPTED, AND ANY EFFECTS ON NEIGHBORING SYSTEM(S) :

AT DATE : 10 / 30 / 2001 TIME : 08:20 ES THREE GENERATORS WERE REJECTED AT LG2 POWER STATION TOTALING 910 MW OF SYNCHRONOUS GENERATION. THE TRANSIENT FREQUENCY DEVIATION REACHED 59.42Hz. NO LOAD WERE AFFECTED.

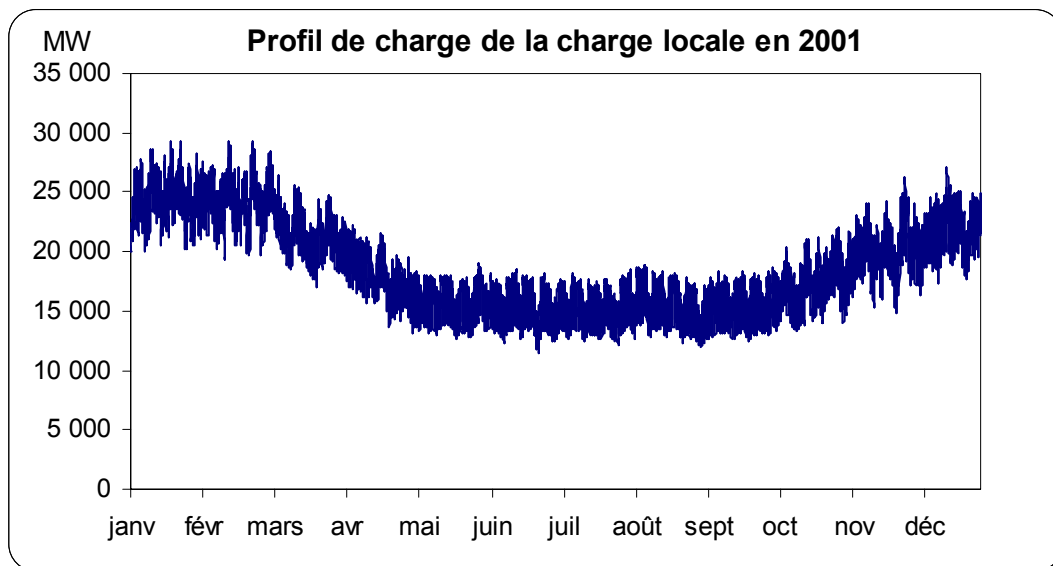
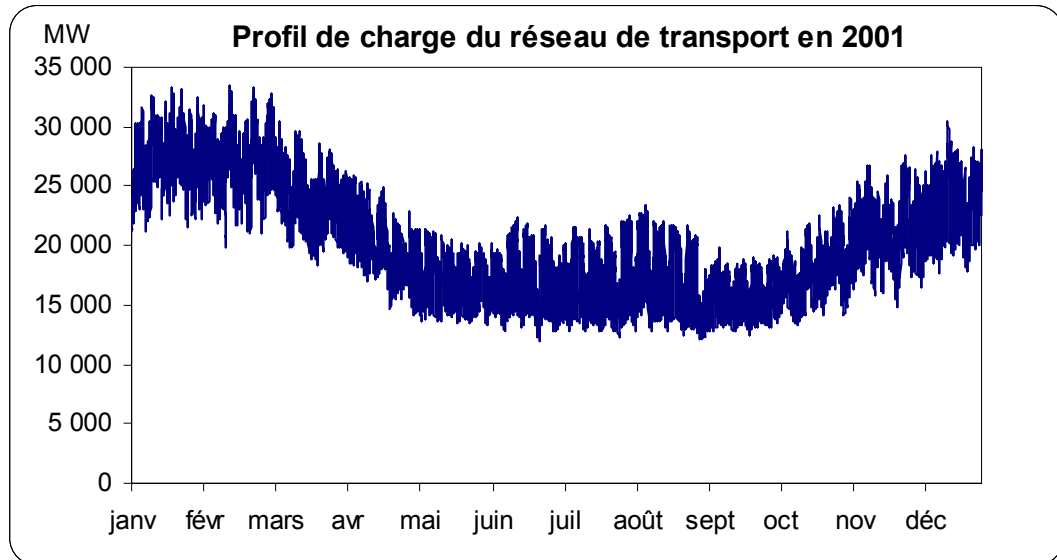
A SET POINT IN THE RPTC SPS WAS IMPLEMENTED PRIOR TO THE SCHEDULED OUTAGE OF A POWER LINE. THE OUTAGE TRIGGERED A SIGNAL OF GENERATION REJECTION. THE SPS FUNCTIONED PROPERLY.

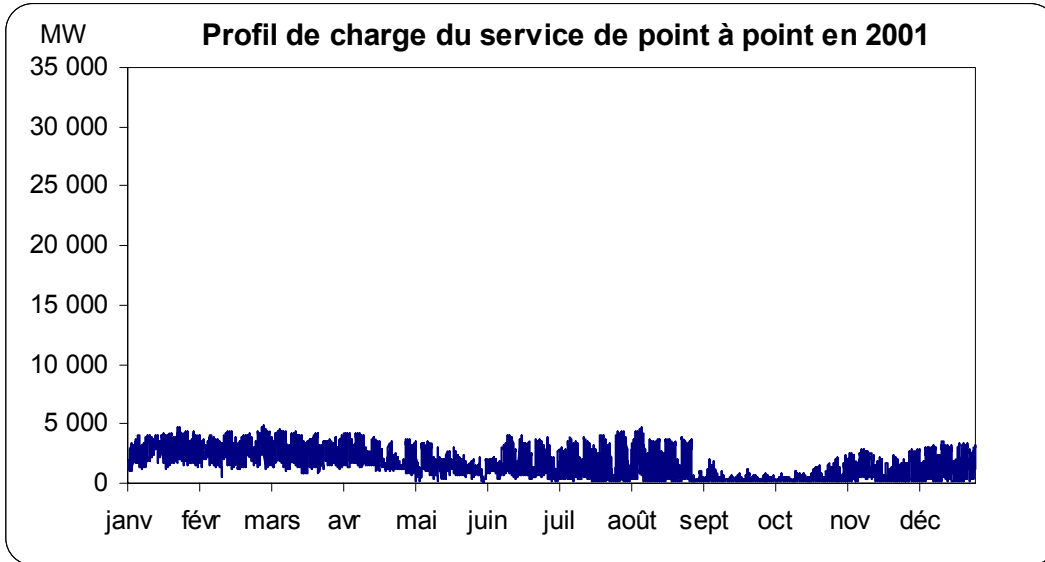
**PROFIL DE CHARGE ANNUEL MOYEN ET MONOTONE DE
CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE
CHAQUE TYPE DE CLIENTÈLE ***

* Décision D-2002-175 du 14 août 2002 (R-3482-2002), Annexe 1.

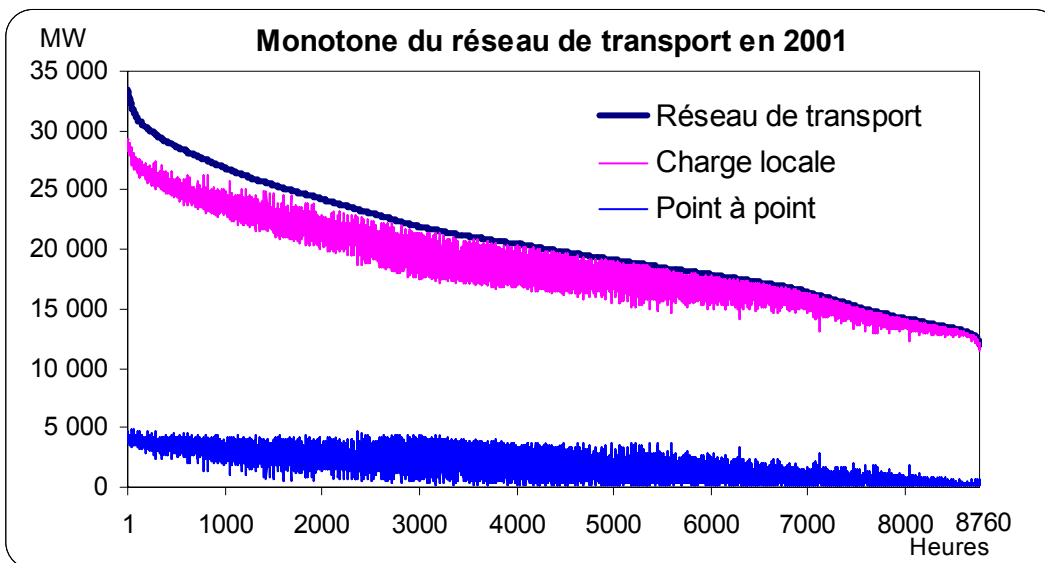
Le profil de charge du réseau de transport représente la somme des profils de charge réels de la charge locale et du service de point à point pour chacune des 8 760 heures de l'année 2001.

Ces profils de charge sont présentés dans les trois graphiques suivants:





Quant à la courbe des puissances classées (monotone) du réseau de transport en 2001, elle représente en ordre décroissant l'importance de la charge des services de transport à chacune des 8 760 heures de 2001.



ÉTAT DES RÉSULTATS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

ÉTAT DES RÉSULTATS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Résultats sectoriels Pour la période se terminant le 31 décembre 2001 (en millions de \$)	Transport				Autres	Éliminations Intersectorielles	Hydro-Québec consolidé 2001
	Activités réglementées	Activités non réglementées	Éliminations*	Total			
Produits	2 610	579	-161	3 028	17 759	-8 209	12 578
Charges							
Exploitation	605	198	-157	646	3 074	-1 586	2 134
Achats d'électricité et de combustible	7		-3	4	10 148	-6 620	3 532
Amortissement et déclassement	438	140		578	1 267		1 845
Taxes	174	20		194	394	3	591
Total	1 224	358	-160	1 422	14 883	-8 203	8 102
Bénéfice / perte d'exploitation	1 386	221	-1	1 606	2 876	-6	4 476
Frais financiers	953	187	-1	1 139	2 217	-6	3 350
Frais corporatifs	29	2		31	-31		
Bénéfice avant part des actionnaires sans contrôle	404	32		436	690		1 126
Part des actionnaires sans contrôle					18		18
Bénéfice / perte (-)	404	32		436	672		1 108

* Effet de consolidation

Explications complémentaires aux données du secteur Transport:

- Les produits réglementés sont composés d'un montant de 2 561 M\$ relié au transport d'électricité, dont 12 M\$ concernant des clients externes à Hydro-Québec, et d'un montant de 49 M\$ relié à d'autres produits, soit 46 M\$ découlant de la facturation interne et 3 M\$ concernant des clients externes.
- Les éliminations relatives aux produits concernent essentiellement les services de télécommunications fournis à l'intérieur de la division Hydro-Québec TransÉnergie.

**BASE DE TARIFICATION DÉTAILLÉE RÉELLE
(MENSUELLE ET MOYENNE DES 13 SOLDES) ¹**

¹ Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.



**BASE DE TARIFICATION RÉELLE 2001 (en milliers de \$)
SERVICE DE TRANSPORT**

	31 déc 2000	31 janvier 2001	28 février 2001	31 mars 2001	30 avril 2001	31 mai 2001	30 juin 2001	31 juillet 2001	31 août 2001	30 sept 2001	31 oct 2001	30 nov 2001	31 déc 2001	Total 13 soldes	Moyenne 2001
Immobilisations en exploitation															
Postes	9 905 897	9 888 988	9 914 813	9 939 143	9 950 129	9 968 393	9 972 638	9 974 879	9 987 169	9 995 076	9 997 275	10 013 074	10 105 681	129 613 154	9 970 243
Lignes	7 298 189	7 302 824	7 301 236	7 303 097	7 303 805	7 304 937	7 308 464	7 315 526	7 315 598	7 316 597	7 318 467	7 320 475	7 336 167	95 045 382	7 311 183
Autres actifs de réseaux	448 143	433 571	455 699	456 483	457 899	464 018	465 085	528 183	528 279	529 686	531 576	535 510	562 894	6 397 028	492 079
Actifs de soutien	710 334	712 258	714 029	720 945	720 871	707 391	707 485	709 042	710 001	710 603	714 437	720 761	732 426	9 290 585	714 660
Total	18 362 563	18 337 641	18 385 777	18 419 669	18 432 705	18 444 739	18 453 672	18 527 630	18 541 046	18 551 962	18 561 755	18 589 820	18 737 168	240 346 148	18 488 165
<i>Mises en exploitation mensuelles (net)</i> <i>(total 2000)</i>	355 816	-24 922	48 136	33 892	13 036	12 034	8 933	73 958	13 416	10 916	9 793	28 065	147 349	374 606 <i>(total 2001)</i>	
Amortissement cumulé															
Postes	2 381 957	2 401 939	2 421 336	2 441 368	2 462 043	2 482 039	2 502 494	2 523 140	2 542 482	2 561 933	2 581 557	2 601 234	2 615 858	32 519 381	2 501 491
Lignes	1 434 510	1 442 810	1 450 857	1 459 470	1 468 108	1 476 741	1 485 337	1 493 949	1 502 565	1 511 114	1 519 720	1 526 113	1 534 733	19 306 027	1 485 079
Autres actifs de réseaux	235 372	237 230	238 800	240 892	242 758	244 514	246 706	248 443	250 837	253 524	255 986	258 581	266 657	3 220 303	247 716
Actifs de soutien	406 466	408 391	410 848	413 715	416 544	404 275	407 260	409 325	412 319	414 984	417 022	420 059	423 830	5 365 039	412 695
Total	4 458 305	4 490 371	4 521 842	4 555 446	4 589 453	4 607 570	4 641 796	4 674 857	4 708 204	4 741 556	4 774 285	4 805 988	4 841 078	60 410 749	4 646 981
Valeur nette															
Postes	7 523 940	7 487 049	7 493 477	7 497 775	7 488 086	7 486 354	7 470 144	7 451 740	7 444 686	7 433 142	7 415 718	7 411 840	7 489 823	97 093 774	7 468 752
Lignes	5 863 679	5 860 014	5 850 379	5 843 627	5 835 698	5 828 196	5 823 127	5 821 577	5 813 033	5 805 483	5 798 747	5 794 362	5 801 434	75 739 355	5 826 104
Autres actifs de réseaux	212 771	196 341	216 899	215 591	215 141	219 504	218 380	279 740	277 442	276 162	275 590	276 928	296 237	3 176 725	244 363
Actifs de soutien	303 868	303 867	303 181	307 231	304 328	303 116	300 225	299 717	297 681	295 619	297 415	300 702	308 596	3 925 546	301 965
Total	13 904 258	13 847 270	13 863 935	13 864 223	13 843 252	13 837 169	13 811 876	13 852 773	13 832 843	13 810 407	13 787 470	13 783 832	13 896 090	179 935 400	13 841 185
Dépenses non amorties et autres actifs															
Charge de retraite	95 921	91 061	92 300	93 538	94 776	93 817	94 615	95 414	96 214	97 016	97 815	98 609	104 687	1 245 783	95 829
Avantages complémentaires de retraite	-54 738	-51 903	-52 445	-53 048	-53 650	-54 253	-54 854	-55 438	-53 943	-54 477	-57 245	-57 416	-56 488	-709 898	-54 608
Mesures de réduction de l'effectif	16 463	15 965	15 138	14 396	13 631	12 865	12 100	11 335	10 541	9 876	9 111	8 120	7 797	157 338	12 103
Frais de développement	2 611	2 547	2 483	2 448	2 384	2 320	2 454	2 519	2 474	2 480	2 463	2 590	2 843	32 616	2 509
Remboursement gouvernemental	172 056	172 056	172 056	172 056	172 056	172 056	125 645	125 645	125 645	125 645	125 645	125 645	118 365	1 904 571	146 505
Total	232 313	229 726	232 532	229 390	229 197	226 805	179 960	179 475	180 931	180 540	161 058	177 548	177 204	2 616 679	201 283
Fonds de roulement															
Encaisse	52 861	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	53 960	700 381	53 875
Matériaux, combustibles et fournitures	93 949	93 530	93 923	94 802	95 445	93 021	93 826	94 157	93 728	94 619	93 556	92 867	88 917	1 216 340	93 565
Total	146 810	147 490	147 883	148 762	149 405	146 981	147 786	148 117	147 688	148 579	147 516	146 827	142 877	1 916 721	147 440
TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	14 283 381	14 224 486	14 244 350	14 242 375	14 221 854	14 210 955	14 139 622	14 180 365	14 161 462	14 139 526	14 096 044	14 108 207	14 216 171	184 468 800	14 189 908

**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION
(ET EXPLICATION DES ÉCARTS) ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Le coût d'origine des additions à la base de tarification au cours des 12 mois de l'année 2001 totalise 375 M\$. Comparé au total de 655 M\$ redressé suite à la décision D-2002-95 incluant un retrait net de 169,7 M\$ des mises en exploitation projetées lors de l'étude de la demande tarifaire R-3401-98 (voir la pièce HQT-7, Document 2R datée du 21 juin 2002 dans ce dossier), le coût de ces additions réelles de 2001 présente ainsi un écart de 280 M\$ à la baisse.

L'analyse de cet écart ne peut être suffisante si elle est limitée à la période des 12 mois de l'année 2001. En effet, tel que présenté à la pièce HQT-2, Document 4 suivante, un décalage de certaines mises en exploitation s'était déjà manifesté au cours de l'année 2000, tel qu'en fait foi le solde des immobilisations nettes du début de 2001 inférieur de 168 M\$ aux projections.

Ce phénomène s'est accentué au cours de l'année 2001 pour mener à un écart de 507 M\$ à la fin de 2001.

Les principales causes de ces écarts sont résumées dans le tableau suivant. On notera que les totaux qui sont dégagés de cette analyse sont globalement supérieurs aux écarts précités puisque l'emphase a été mise sur les écarts les plus importants (10 M\$ en valeur absolue), laissant de côté ceux dont l'impact est moindre. Le fait que l'écart réel soit inférieur à ces montants reflète le devancement d'autres projets présentant de moindres écarts en valeur absolue effectué à l'occasion des reports des projets plus importants.

À la lecture de ce tableau, on constate que la portion la plus importante des reports de mises en exploitation n'a trait qu'à quelques projets importants.

ACTIFS EN EXPLOITATION

ANALYSE AU 31 DÉCEMBRE 2001 (en M\$)

	<u>Coût</u>	<u>Amort cumulé</u>	<u>Coût non amorti</u>
Selon les projections R-3401-98	19 308,8	4 906,2	14 402,6
Selon les données réelles 2001	18 737,2	4 841,1	13 896,1
Écart			-506,5

Principaux écarts (>= 10M\$)

	<u>Prévu</u>	<u>Réel</u>	<u>Écart</u>	<u>Commentaires</u>
<u>Année 2000:</u>				
Arnaud (poste et ligne)	84	0	-84	MES de la centrale SM3 reportée
Beauharnois (réfection poste)	38	64	26	Devancement d'une partie des travaux en 2000
<u>Année 2001:</u>				
Boucle Montérégienne	103	4	-99	Report des travaux
Boucle Outaouaise	172	0	-172	Report des travaux
Intégration de Beauharnois au réseau de Montréal	18	1	-17	Report des travaux
Renforcement des réseaux régionaux	25	0	-25	Report des travaux
SM-3	118	0	-118	MES de la centrale SM3 reportée
Beauharnois (réfection poste)	88	44	-44	Devancement d'une partie des travaux en 2000
MCCR - renouvellement	83	64	-19	Portion de la MES reportée
TOTAL:			-552,0	
Autres écarts <10M\$:			45,5	

**COMPARAISON DES MOYENNES ET DES SOLDES
D'OUVERTURE DE LA BASE DE TARIFICATION ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

La base de tarification réelle de 2001 présente un solde d'ouverture de 14 283 M\$ au 1^{er} janvier 2001 (31 décembre 2000) et un solde de fermeture de 14 216 M\$ au 31 décembre 2001, tandis que la moyenne des 13 soldes mensuels indique un résultat de 14 190 M\$.

Les montants projetés correspondants de la base de tarification redressée suite à la décision D-2002-95 (voir la pièce HQT-7, Document 2R datée du 21 juin 2002 dans ce dossier), étaient respectivement 14 425 M\$ au début, 14 689 M\$ à la fin et 14 437 M\$ en moyenne. On remarque ainsi une diminution d'environ 1,7 % par rapport à la moyenne projetée.

Limitons l'analyse aux immobilisations, qui constituent la partie la plus importante de la base de tarification, puisque d'autres pièces du présent rapport annuel traitent de ses autres éléments.

Immobilisations au 1^{er} janvier 2001 (en M\$)

	<i>Coût</i>	<i>Amort. cumulé</i>	<i>Coût non amorti</i>
Prévu R-3401-98	18 535	4 463	14 072
Réel	18 362	4 458	13 904
Écart			168

Immobilisations au 31 décembre 2001 (en M\$)

	<i>Coût</i>	<i>Amort. cumulé</i>	<i>Coût non amorti</i>
Prévu R-3401-98	19 309	4 906	14 403
Réel	18 737	4 841	13 896
Écart			507

Moyenne des immobilisations en 2001 (en M\$)

	<i>Coût</i>	<i>Amort. cumulé</i>	<i>Coût non amorti</i>
Prévu R-3401-98	18 778	4 683	14 095
Réel	18 488	4 647	13 841
Écart			254

Les écarts constatés entre les soldes prévus et les soldes réels, autant au début qu'à la fin de l'année 2001, sont essentiellement causés par des reports d'importantes mises en exploitation sur lesquelles le Transporteur n'a eu pour ainsi dire aucun contrôle, tel que plus amplement détaillé à la pièce HQT-2, Document 3 précédente.

L'utilisation de la moyenne des 13 soldes mensuels permet toutefois d'atténuer l'influence de cette diminution des investissements nets en exploitation au cours de cette période.

Il est cependant à prévoir que le Transporteur devra compenser cette baisse ponctuelle par une mise en œuvre accélérée de ses prochains programmes d'investissements en vue de réaliser le rattrapage nécessaire afin de faire face aux besoins de sa clientèle.

CALCUL DU FONDS DE ROULEMENT *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Le fonds de roulement réglementaire est constitué de l'encaisse réglementaire, calculée ci-après, et de la moyenne des stocks de matériaux et fournitures (voir la pièce HQT-2, Document 6).

**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE
SERVICE DE TRANSPORT
CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2001
(000 \$)**

	(1)	(2)		(3)	(4)
	DÉPENSES RÉELLES	NB JOURS (LEAD)/LAG	DÉLAI NET (Rev.+Dép.)	TAUX ((2) / 365 jrs)	ENCAISSE ((1) x (3))
Revenus		36,5			
Charges d'exploitation et d'entretien					
Salaires net	115 096	-17,07	19,43	5,32%	6 127
Remises gouvernementales	100 319	-24,82	11,68	3,20%	3 210
Autres dépenses	83 517	-34,23	2,27	0,62%	519
Taxes					
Taxe sur le capital	88 850	-14,23	22,27	6,10%	5 421
Taxe sur le revenu brut	76 618	121,67	158,17	43,33%	33 202
Taxes foncières	10 929	106,46	142,96	39,17%	4 281
Achats de services de transport	7 162	-30,21	6,29	1,72%	123
Effet des taxes à la consommation					1 077
Total de l'encaisse réglementaire					53 960

ÉVOLUTION DU COMPTE MATÉRIAUX ET FOURNITURES *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Les stocks de matériaux et fournitures sont demeurés stables au cours de 2001 à une moyenne de 93,6 M\$.

Cette moyenne est très semblable à celle de 92,9 M\$ établie pour l'année témoin projetée 2001 lors du dépôt en août 2000 de la preuve du Transporteur dans le cadre de la demande R-3401-98 et que la Régie de l'énergie a reconnue à la page 133 de sa décision D-2002-95.

ÉVOLUTION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Lorsque comparée au total des dépenses non amorties et autres actifs établi pour l'année témoin projetée 2001 à une moyenne de 196 M\$ lors du dépôt en août 2000 de la preuve du Transporteur dans le cadre de la demande R-3401-98, la moyenne réelle de 201 M\$ en 2001 présente peu de différence prise globalement.

Les principaux écarts entre les données réelles et les données projetées concernent la charge de retraite reportée (hausse de 20,8 M\$) et le remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 (baisse de 20,9 M\$). Les mesures de réduction de l'effectif ont par ailleurs subi une hausse moyenne de 4,7 M\$.

Dans le cas de la charge de retraite reportée, la hausse moyenne de 20,8 M\$ par rapport au niveau projeté de 75 M\$ origine essentiellement du fait que, grâce à un rendement supérieur obtenu sur les placements de la caisse de retraite, la charge de retraite de 2001 a été réduite d'environ 25 M\$ par rapport à ce qui avait été prévu en août 2000. Également, les actuaires du régime de retraite d'Hydro-Québec ont révisé le portefeuille de référence utilisé dans l'établissement des hypothèses de rendement des fonds investis par la caisse de retraite, ce qui a contribué à réduire la charge de retraite d'environ 43 M\$. Par ailleurs, le taux d'actualisation appliqué à l'évaluation du passif actuariel a été réduit et la masse salariale projetée a été révisée, générant une hausse de la charge de retraite d'environ 53 M\$.

La charge de retraite reportée étant le résultat de la différence entre les cotisations versées par l'employeur à la caisse de retraite et la charge de retraite calculée en fonction du coût des crédits de rente acquis par les employés suite aux services qu'ils ont rendus au cours d'une année, lequel coût est établi par une évaluation actuarielle tenant compte entre autres des éléments précités, il en découle que si la charge de retraite ainsi calculée est réduite, la charge de retraite reportée sera d'autant augmentée.

Quant au remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998, dont la moyenne réelle de 146,5 M\$ est inférieure de 20,9 M\$ à la moyenne projetée, la cause principale de cet effet est que le gouvernement du Québec a versé plus tôt que prévu, soit le 11 juin 2001, un montant de 46,4 M\$ attribuable au Transporteur.

Par ailleurs, on peut également mentionner qu'un programme d'ajustement de l'effectif s'est ajouté aux mesures de réduction de l'effectif originellement projetées à un coût non amorti moyen de 7,4 M\$. Cet ajout a eu pour effet d'en augmenter le solde moyen à 12,1 M\$ en 2001.

TAUX DE FINANCEMENT RÉEL DE LA DETTE *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Suivant les modalités de calcul du coût de la dette, qui tiennent compte de la dette ajustée du montant des frais reportés liés à la dette et que la Régie de l'énergie a reconnu à la page 147 de sa décision D-2002-95, le coût moyen réel de la dette en 2001 est établi à 10,00 %.

Ce taux présente un écart de 0,25 % par rapport au taux de 9,75 % projeté pour l'année tarifaire 2001 lors du dépôt de la demande R-3401-98, lequel taux prévisionnel était fondé sur les prévisions émises par le Consensus Forecast en mai 2000.

Depuis cette date, plusieurs événements ont modifié le contexte économique des marchés financiers et ont contribué aux écarts décrits dans le tableau suivant:

(en millions de \$) sauf les ratios	2001		
	Selon la cause tarifaire	Réel	Écart
TAUX MOYEN COÛT DE LA DETTE			
Intérêts sur la dette long terme	3 075	2 988	- 87
+ Perte de change	147	308	+ 161
+ Frais de garantie	190	184	- 6
Numérateur ⁽¹⁾	3 412	3 480	68
/ Dette totale au taux courant	37 563	38 772	+ 1 209
- Actifs financiers liés à la dette	403	396	- 7
- Frais reportés : Escompte et frais d'émission	117	97	- 20
- Frais reportés : Perte de change non réalisée	2 038	3 468	+ 1 430
Dénominateur ⁽²⁾	35 005	34 811	-194
TAUX MOYEN COÛT DE LA DETTE	9,75%	10,00%	0,25%

Note 1 : les variables apparaissant au numérateur sont la somme des 12 mois de l'année 2001

Note 2 : les variables apparaissant au dénominateur sont la moyenne des 13 mois, de décembre 2000 à décembre 2001

Les principaux facteurs d'explication de ces écarts sont les suivants:

- Le coût projeté de la dette a été basé sur une prévision de paramètres de taux d'intérêt et de taux de change issue du Consensus Forecast. Le coût projeté prenait également en compte le volume et la composition anticipés de la dette pour les années 2000 et 2001.
- L'écart observé entre le coût réel de la dette et celui projeté s'explique principalement par l'évolution du taux de change et des taux d'intérêt, l'effet de volume et de composition de la dette étant de moindre importance.
- Au numérateur, la dépréciation du dollar canadien s'est traduite par une augmentation de la valeur en dollars canadiens de la charge d'intérêt sur la dette libellée en dollars américains et également de la perte de change; cet effet a été partiellement compensé par l'impact favorable de la baisse des taux d'intérêt ainsi que par d'autres facteurs tel un niveau plus faible d'émission de dette et le gain sur rachat de dette. L'impact net est une augmentation des frais financiers de 68 M\$.
- La diminution de 195 M\$ au dénominateur résulte principalement de l'impact du niveau plus faible qu'anticipé du programme d'emprunt combiné à l'impact de la dépréciation du dollar canadien sur la dette totale au taux courant et sur la perte de change reportée.

**TAUX DE RENDEMENT RÉEL
SUR LA BASE DE TARIFICATION ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Calcul du coût moyen du capital en 2001

	Taux	Structure du capital	Taux pondéré
Dette	10,00% ¹	70%	7,000%
Avoir propre	9,49% ²	30%	2,847%
Taux moyen du coût du capital			9,847%

Comparé au coût moyen du capital projeté pour 2001, tel que redressé à 9,723 % le 21 juin 2002 dans la pièce HQT-8, Document 1R suite à la décision D-2002-95 rendue le 30 avril 2002 dans le dossier R-3401-98, le présent calcul indique une hausse de 0,124 % du coût moyen du capital, résultant de la hausse de 0,25 % du taux de la dette (effet pondéré de + 0,175 %) et de la diminution de 0,17 % du rendement des capitaux propres (effet pondéré de – 0,051 %).

¹ Voir la pièce HQT-2, Document 8.

² Voir la pièce HQT-2, Document 10.

RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE RÉEL *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Rendement réel des capitaux propres en 2001

Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées¹

Base de tarification réelle (voir HQT-2, Document 2)	14 189 908 000 \$
x Portion Avoir propre de la structure du capital	<u>30 %</u>
Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées	<u>4 256 972 400 \$</u>

Rendement des capitaux propres

Bénéfice net réglementé aux états financiers conciliés (voir HQT-2, Document 1)	404 000 000 \$
Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées	<u>÷ 4 256 972 400 \$</u>
Rendement des capitaux propres	<u>9,49 %</u>

¹ Dans sa décision D-2002-95 rendue le 30 avril 2002, la Régie de l'énergie a reconnu, pour l'établissement des tarifs de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001, une structure du capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres.

**POINTE OBSERVÉE, RÉELLE ET NORMALISÉE POUR LA
TEMPÉRATURE MOYENNE, POUR CHAQUE MOIS DE
L'ANNÉE ET DATE D'APPARITION DE CETTE POINTE,
POUR L'ENSEMBLE DU RÉSEAU, LA CHARGE LOCALE,
LE RÉSEAU INTÉGRÉ ET LE SERVICE DE POINT À POINT ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Pointe réelle et normalisée avec pertes ajoutées (en MW), pour le réseau de transport, la charge locale, le service en réseau intégré et le service de point à point, à chaque mois de 2001 et date d'apparition de cette pointe.

Mois	Charge locale		Réseau intégré ⁽¹⁾		Point à point		Réseau de transport		Date
	Réel	Normalisé	Réel	Normalisé	Réel	Normalisé	Réel	Normalisé	
Janvier	29 287	32 211	0	0	3 973	n/a	33 260	36 184	2001-01-18 08h
Février	29 271	30 150	0	0	4 239	n/a	33 510	34 389	2001-02-12 08h
Mars	28 372	27 781	0	0	4 385	n/a	32 757	32 166	2001-03-02 08h
Avril	22 609	23 355	0	0	3 698	n/a	26 307	27 053	2001-04-03 08h
Mai	18 062	20 014	0	0	3 366	n/a	21 428	23 380	2001-05-07 08h
Juin	18 493	18 188	0	0	3 828	n/a	22 321	22 016	2001-06-15 13h
Juillet	17 837	18 618	0	0	4 260	n/a	22 097	22 878	2001-07-31 17h
Août	18 658	18 425	0	0	4 705	n/a	23 363	23 130	2001-08-09 21h
Septembre	18 002	18 947	0	0	1 770	n/a	19 772	20 717	2001-09-10 12h
Octobre	21 801	22 352	0	0	1 635	n/a	23 436	23 987	2001-10-31 18h
Novembre	26 294	26 225	0	0	1 336	n/a	27 630	27 561	2001-11-29 17h
Décembre	27 031	30 080	0	0	3 360	n/a	30 391	33 440	2001-12-17 17h

⁽¹⁾ Hydro-Québec TransÉnergie n'a aucun client pour le service en réseau intégré.

⁽²⁾ La pointe normalisée du réseau de transport est établie en additionnant la pointe normalisée de la charge locale avec la pointe réelle du service de point à point.

**PUISSANCES MAXIMALES APPELÉES DE LA CHARGE
LOCALE ET DU SERVICE EN RÉSEAU INTÉGRÉ ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Puissances maximales appelées (en MW) de la charge locale et du service en réseau intégré pour chaque mois de 2001.

Mois	Charge locale	Réseau intégré ⁽¹⁾
Janvier	29 287	0
Février	29 346	0
Mars	28 372	0
Avril	22 830	0
Mai	19 097	0
Juin	18 519	0
Juillet	18 111	0
Août	18 838	0
Septembre	18 379	0
Octobre	22 020	0
Novembre	26 294	0
Décembre	27 031	0

⁽¹⁾ Hydro-Québec TransÉnergie n'a aucun client pour le service en réseau intégré.

**ANALYSE COMPARATIVE DES VOLUMES DE VENTES EN
GWh, NOMBRE DE CLIENTS ET DES REVENUS PAR TYPE DE
CLIENTÈLE (TARIFS) SUR UNE BASE MENSUELLE ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

La présente exigence émane de l'annexe 8 de la décision D-2002-95 rendue le 30 avril 2002 dans le cadre du dossier tarifaire R-3401-98 portant sur la modification des tarifs de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001.

Toutefois, lors des discussions préliminaires à l'élaboration de la décision D-2002-175 rendue le 14 août 2002 et traitant du contenu générique du rapport annuel du Transporteur, il a été établi que le Transporteur ne facture aucune énergie à ses clients et que les volumes associés à ses services sont exprimés en MW.

Par conséquent, la présente exigence, visant des données exprimées en énergie (GWh) est remplacée par l'exigence, visant des données exprimées en puissance (MW), que l'on retrouve à la pièce HQT-1, Document 4 du présent rapport annuel.

**NIVEAU RÉEL DES RÉSERVATIONS
DU SERVICE DE POINT À POINT À LONG TERME, ET CE,
POUR CHAQUE MOIS DE L'ANNÉE ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Réservations du service point à point de long terme au cours de 2001 (en MW sans pertes de transport)

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
3785	3785	3785	3785	3785	3785	3785	3785	3785	3785	3785	3785

**PRIX UNITAIRES MOYENS RÉELS EN ¢/kWh DES VENTES
POUR CHAQUE SERVICE DE TRANSPORT: CHARGE
LOCALE, SERVICE EN RÉSEAU INTÉGRÉ, POINT À POINT DE
LONG TERME ET POINT À POINT DE COURT TERME ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Prix unitaires moyens réels en 2001

Charge locale	75,58 \$ / kW
Point à point de long terme	71,09 \$ / kW
Point à point de court terme	12,26 \$ *

* Prix unitaire moyen pour le MW horaire.

**DONNÉES RÉELLES PORTANT SUR LES CAPACITÉS
RÉSERVÉES, LA DURÉE DE RÉSERVATION,
LES REVENUS ET LES PRIX UNITAIRES DES
VENTES DE COURT TERME POUR CHACUN DES SERVICES
HORAIRE, QUOTIDIEN, HEBDOMADAIRE ET MENSUEL
FERMES ET NON FERMES ¹**

¹ Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

CLIENT	STATUT	PRODUIT	REF	CHEMIN	HEURED	HEUREF	HEURES	PRIX	MW	MONTANT
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Monthly Firm Fu	111623	HQT-NB	01-01-2001 01:00:00.00	01-04-2001 01:00:00.00	2160	8010	300	2 403 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Monthly Firm Fu	112024	HQT-NB	01-01-2001 01:00:00.00	01-02-2001 01:00:00.00	744	8010	380	3 043 800,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	112025	HQT-NB	01-01-2001 01:00:00.00	08-01-2001 01:00:00.00	168	2000	20	40 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	112026	HQT-NB	08-01-2001 01:00:00.00	15-01-2001 01:00:00.00	168	2000	20	40 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	112027	HQT-NB	22-01-2001 01:00:00.00	29-01-2001 01:00:00.00	168	2000	20	40 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	112028	HQT-NB	29-01-2001 01:00:00.00	05-02-2001 01:00:00.00	168	2000	20	40 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Monthly Firm Fu	111623	HQT-NB	01-01-2001 01:00:00.00	01-04-2001 01:00:00.00	2160	8010	300	2 403 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Monthly Firm Fu	112489	HQT-NB	01-02-2001 01:00:00.00	01-03-2001 01:00:00.00	672	8010	200	1 602 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	112028	HQT-NB	29-01-2001 01:00:00.00	05-02-2001 01:00:00.00	168	2000	20	40 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	112701	HQT-NB	13-02-2001 18:00:00.00	13-02-2001 19:00:00.00	1	16,69	29	484,01 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	112702	HQT-NB	13-02-2001 18:00:00.00	13-02-2001 20:00:00.00	2	16,69	36	1 201,68 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	112783	HQT-MASS	18-02-2001 08:00:00.00	18-02-2001 09:00:00.00	1	16,69	250	4 172,50 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	112914	HQT-NB	26-02-2001 18:00:00.00	26-02-2001 19:00:00.00	1	16,69	19	317,11 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	112915	HQT-NB	26-02-2001 18:00:00.00	26-02-2001 20:00:00.00	2	16,69	103	3 438,14 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112977	HQT-CRT	01-03-2001 18:00:00.00	01-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	19	634,22 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112978	HQT-CRT	01-03-2001 09:00:00.00	01-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	47	8 628,73 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112979	HQT-NB	01-03-2001 11:00:00.00	01-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	19	2 853,99 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112980	HQT-NB	01-03-2001 09:00:00.00	01-03-2001 10:00:00.00	1	16,69	51	851,19 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112981	HQT-NB	01-03-2001 09:00:00.00	01-03-2001 15:00:00.00	6	16,69	29	2 904,06 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112982	HQT-NB	01-03-2001 11:00:00.00	01-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	51	3 404,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112983	HQT-MASS	01-03-2001 13:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	9	16,69	15	2 253,15 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112984	HQT-NB	01-03-2001 12:00:00.00	01-03-2001 15:00:00.00	3	16,69	41	2 052,87 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112985	HQT-NB	01-03-2001 12:00:00.00	01-03-2001 20:00:00.00	8	16,69	21	2 803,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112986	HQT-NB	01-03-2001 19:00:00.00	01-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	3	50,07 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112987	HQT-CRT	01-03-2001 18:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	4	16,69	9	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112988	HQT-NB	01-03-2001 09:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	13	16,69	20	4 339,40 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112989	HQT-CRT	01-03-2001 16:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	6	16,69	4	400,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112990	HQT-NB	01-03-2001 16:00:00.00	01-03-2001 20:00:00.00	4	16,69	122	8 144,72 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	112991	HQT-MASS	01-03-2001 17:00:00.00	01-03-2001 21:00:00.00	4	16,69	1	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	113013	HQT-NB	02-03-2001 12:00:00.00	02-03-2001 15:00:00.00	3	16,69	62	3 104,34 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	113014	HQT-NB	02-03-2001 16:00:00.00	02-03-2001 17:00:00.00	1	16,69	89	1 485,41 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113015	HQT-NB	02-03-2001 18:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	89	2 970,82 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113016	HQT-CRT	02-03-2001 18:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	20	667,60 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113017	HQT-NB	02-03-2001 11:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	18	2 703,78 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113018	HQT-NB	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 10:00:00.00	1	16,69	53	884,57 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113019	HQT-NB	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 15:00:00.00	6	16,69	6	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113020	HQT-NB	02-03-2001 11:00:00.00	02-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	53	3 538,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113021	HQT-CRT	02-03-2001 13:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	7	16,69	15	1 752,45 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113022	HQT-NB	02-03-2001 19:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	3	50,07 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113023	HQT-CRT	02-03-2001 16:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	4	16,69	4	267,04 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113024	HQT-NB	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	32	5 874,88 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113025	HQT-NB	02-03-2001 16:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	4	16,69	33	2 203,08 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113030	HQT-NE	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	14	2 570,26 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113031	HQT-NB	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	24	1 201,68 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113032	HQT-NE	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 21:00:00.00	12	16,69	1	200,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113033	HQT-NE	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 22:00:00.00	13	16,69	72	15 621,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113052	HQT-NE	01-03-2001 09:00:00.00	01-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	10	333,80 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113053	HQT-NE	01-03-2001 10:00:00.00	01-03-2001 11:00:00.00	1	16,69	8	133,52 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113054	HQT-NB	01-03-2001 11:00:00.00	01-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	22	367,18 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113057	HQT-HIGH	01-03-2001 21:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	1	16,69	4	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113058	HQT-NE	01-03-2001 09:00:00.00	01-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	19	951,33 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113059	HQT-NB	01-03-2001 18:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	4	16,69	20	1 335,20 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113060	HQT-NB	01-03-2001 20:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	2	16,69	2	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113061	HQT-NB	02-03-2001 08:00:00.00	02-03-2001 12:00:00.00	4	16,69	145	9 680,20 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113062	HQT-NB	02-03-2001 09:00:00.00	02-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	25	1 251,75 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113063	HQT-CRT	01-03-2001 18:00:00.00	01-03-2001 21:00:00.00	3	16,69	24	1 201,68 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113064	HQT-CRT	01-03-2001 20:00:00.00	01-03-2001 21:00:00.00	1	16,69	16	267,04 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113065	HQT-NE	01-03-2001 21:00:00.00	01-03-2001 22:00:00.00	1	16,69	212	3 538,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113066	HQT-NE	01-03-2001 21:00:00.00	01-03-2001 23:00:00.00	2	16,69	96	3 204,48 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113083	HQT-NE	02-03-2001 12:00:00.00	02-03-2001 13:00:00.00	1	16,69	17	283,73 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113084	HQT-NE	02-03-2001 18:00:00.00	02-03-2001 22:00:00.00	4	16,69	18	1 201,68 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113086	HQT-HIGH	02-03-2001 12:00:00.00	02-03-2001 13:00:00.00	1	16,69	5	83,45 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113088	HQT-HIGH	02-03-2001 11:00:00.00	02-03-2001 13:00:00.00	2	16,69	4	133,52 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113089	HQT-HIGH	02-03-2001 18:00:00.00	02-03-2001 19:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113120	HQT-NB	04-03-2001 08:00:00.00	04-03-2001 09:00:00.00	1	16,69	14	233,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113151	HQT-CRT	06-03-2001 11:00:00.00	06-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	41	684,29 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113152	HQT-MASS	06-03-2001 19:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	38	634,22 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113153	HQT-MASS	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 15:00:00.00	6	16,69	54	5 407,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113154	HQT-NB	06-03-2001 10:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	10	16,69	22	3 671,80 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113155	HQT-CRT	06-03-2001 11:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	11	16,69	9	1 652,31 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113157	HQT-MASS	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113158	HQT-MASS	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	103	18 909,77 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113159	HQT-MASS	06-03-2001 17:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	59	2 954,13 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113160	HQT-CRT	06-03-2001 18:00:00.00	06-03-2001 21:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113163	HQT-CRT	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	13	16,69	4	867,88 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113164	HQT-NB	06-03-2001 17:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	2	100,14 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113165	HQT-CRT	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 19:00:00.00	10	16,69	1	166,90 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113166	HQT-NB	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 14:00:00.00	5	16,69	2	166,90 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113167	HQT-CRT	06-03-2001 18:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	1	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113168	HQT-CRT	06-03-2001 18:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	4	16,69	31	2 069,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113169	HQT-NB	06-03-2001 09:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	1	183,59 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113182	HQT-NE	05-03-2001 18:00:00.00	05-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	1	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113193	HQT-HIGH	06-03-2001 20:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	2	16,69	1	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113194	HQT-NE	06-03-2001 19:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	18	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113195	HQT-NE	06-03-2001 21:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	1	16,69	18	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113196	HQT-HIGH	06-03-2001 19:00:00.00	06-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	9	150,21 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113197	HQT-HIGH	06-03-2001 19:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	3	16,69	3	150,21 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113198	HQT-HIGH	06-03-2001 21:00:00.00	06-03-2001 22:00:00.00	1	16,69	9	150,21 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113223	HQT-MASS	08-03-2001 11:00:00.00	08-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	15	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113224	HQT-MASS	08-03-2001 11:00:00.00	08-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	38	5 707,98 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113225	HQT-CRT	08-03-2001 18:00:00.00	08-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	41	1 368,58 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113226	HQT-MASS	08-03-2001 18:00:00.00	08-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	20	667,60 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113227	HQT-NB	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 15:00:00.00	6	16,69	28	2 803,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113228	HQT-NB	08-03-2001 10:00:00.00	08-03-2001 15:00:00.00	5	16,69	28	2 336,60 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113229	HQT-NB	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113230	HQT-NB	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	39	7 160,01 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113231	HQT-CRT	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 13:00:00.00	4	16,69	9	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113232	HQT-MASS	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	7	1 285,13 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113233	HQT-NB	08-03-2001 17:00:00.00	08-03-2001 19:00:00.00	2	16,69	1	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113234	HQT-NB	08-03-2001 17:00:00.00	08-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	60	3 004,20 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113244	HQT-NE	07-03-2001 19:00:00.00	07-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	8	133,52 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113245	HQT-NB	07-03-2001 18:00:00.00	07-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	9	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113246	HQT-NB	07-03-2001 19:00:00.00	07-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	211	3 521,59 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113247	HQT-NB	07-03-2001 18:00:00.00	07-03-2001 21:00:00.00	3	16,69	6	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113278	HQT-CRT	09-03-2001 10:00:00.00	09-03-2001 14:00:00.00	4	16,69	28	1 869,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113279	HQT-CRT	09-03-2001 18:00:00.00	09-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	45	1 502,10 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113280	HQT-MASS	09-03-2001 11:00:00.00	09-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	12	200,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113281	HQT-NB	09-03-2001 09:00:00.00	09-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	108	5 407,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113282	HQT-CRT	09-03-2001 09:00:00.00	09-03-2001 14:00:00.00	5	16,69	12	1 001,40 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113283	HQT-NB	09-03-2001 18:00:00.00	09-03-2001 19:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113284	HQT-NB	09-03-2001 18:00:00.00	09-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	107	3 571,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113285	HQT-MASS	09-03-2001 11:00:00.00	09-03-2001 14:00:00.00	3	16,69	1	50,07 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113286	HQT-MASS	09-03-2001 11:00:00.00	09-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	40	2 670,40 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113287	HQT-MASS	09-03-2001 17:00:00.00	09-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	45	2 253,15 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113288	HQT-MASS	09-03-2001 18:00:00.00	09-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	8	267,04 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113293	HQT-NE	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 16:00:00.00	7	16,69	18	2 102,94 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113294	HQT-HIGH	08-03-2001 09:00:00.00	08-03-2001 16:00:00.00	7	16,69	12	1 401,96 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113295	HQT-NE	08-03-2001 21:00:00.00	08-03-2001 22:00:00.00	1	16,69	2	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113330	HQT-HIGH	09-03-2001 18:00:00.00	09-03-2001 19:00:00.00	1	16,69	12	200,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113331	HQT-NE	09-03-2001 09:00:00.00	09-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	18	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113332	HQT-NE	09-03-2001 18:00:00.00	09-03-2001 19:00:00.00	1	16,69	13	216,97 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113333	HQT-HIGH	09-03-2001 09:00:00.00	09-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	12	400,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113376	HQT-MASS	12-03-2001 10:00:00.00	12-03-2001 12:00:00.00	2	16,69	4	133,52 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113377	HQT-MASS	12-03-2001 17:00:00.00	12-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	38	1 902,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113378	HQT-MASS	12-03-2001 10:00:00.00	12-03-2001 15:00:00.00	5	16,69	3	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113379	HQT-MASS	12-03-2001 17:00:00.00	12-03-2001 18:00:00.00	1	16,69	16	267,04 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113380	HQT-MASS	12-03-2001 11:00:00.00	12-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	13	216,97 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113381	HQT-MASS	12-03-2001 11:00:00.00	12-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	46	3 070,96 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113382	HQT-MASS	12-03-2001 19:00:00.00	12-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	36	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113415	HQT-MASS	13-03-2001 11:00:00.00	13-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	56	3 738,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113416	HQT-MASS	13-03-2001 17:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	56	2 803,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113417	HQT-MASS	13-03-2001 11:00:00.00	13-03-2001 13:00:00.00	2	16,69	7	233,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113418	HQT-MASS	13-03-2001 11:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	14	2 102,94 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113419	HQT-MASS	13-03-2001 18:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	7	233,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113420	HQT-NB	13-03-2001 18:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	5	166,90 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113421	HQT-NB	13-03-2001 09:00:00.00	13-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	15	751,05 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113422	HQT-CRT	13-03-2001 18:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	9	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113423	HQT-NB	13-03-2001 17:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113424	HQT-NB	13-03-2001 10:00:00.00	13-03-2001 12:00:00.00	2	16,69	2	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113425	HQT-NB	13-03-2001 10:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	10	16,69	18	3 004,20 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113426	HQT-NB	13-03-2001 19:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	2	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113427	HQT-CRT	13-03-2001 09:00:00.00	13-03-2001 14:00:00.00	5	16,69	9	751,05 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113428	HQT-NB	13-03-2001 09:00:00.00	13-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	55	10 097,45 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113429	HQT-NB	13-03-2001 09:00:00.00	13-03-2001 14:00:00.00	5	16,69	5	417,25 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113441	HQT-NE	12-03-2001 09:00:00.00	12-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	7	233,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113442	HQT-NE	12-03-2001 10:00:00.00	12-03-2001 12:00:00.00	2	16,69	11	367,18 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113443	HQT-HIGH	12-03-2001 09:00:00.00	12-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	7	233,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113478	HQT-CRT	14-03-2001 10:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	10	16,69	20	3 338,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113479	HQT-NB	14-03-2001 18:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	9	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113480	HQT-CRT	14-03-2001 11:00:00.00	14-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	12	200,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113481	HQT-MASS	14-03-2001 11:00:00.00	14-03-2001 12:00:00.00	1	16,69	5	83,45 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113482	HQT-MASS	14-03-2001 11:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	41	6 158,61 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113483	HQT-CRT	14-03-2001 18:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	21	700,98 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113484	HQT-NB	14-03-2001 09:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	4	734,36 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113485	HQT-CRT	14-03-2001 09:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	11	2 019,49 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113486	HQT-MASS	14-03-2001 09:00:00.00	14-03-2001 15:00:00.00	6	16,69	56	5 607,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113487	HQT-MASS	14-03-2001 09:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	44	8 077,96 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113488	HQT-MASS	14-03-2001 17:00:00.00	14-03-2001 19:00:00.00	2	16,69	1	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113489	HQT-MASS	14-03-2001 17:00:00.00	14-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	60	3 004,20 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113518	HQT-NB	15-03-2001 11:00:00.00	15-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	56	3 738,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113519	HQT-NB	15-03-2001 11:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	2	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113520	HQT-NB	15-03-2001 17:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	56	2 803,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113521	HQT-CRT	15-03-2001 18:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	41	1 368,58 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113522	HQT-NB	15-03-2001 10:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	10	16,69	20	3 338,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113523	HQT-NB	15-03-2001 18:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	21	700,98 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113524	HQT-MASS	15-03-2001 09:00:00.00	15-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113525	HQT-MASS	15-03-2001 09:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	33	6 058,47 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113526	HQT-MASS	15-03-2001 17:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113527	HQT-NB	15-03-2001 09:00:00.00	15-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	12	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113528	HQT-NB	15-03-2001 09:00:00.00	15-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	37	6 792,83 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113529	HQT-NB	15-03-2001 09:00:00.00	15-03-2001 19:00:00.00	10	16,69	1	166,90 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113543	HQT-CRT	14-03-2001 10:00:00.00	14-03-2001 11:00:00.00	1	16,69	42	700,98 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113544	HQT-NE	14-03-2001 09:00:00.00	14-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	18	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113545	HQT-CRT	14-03-2001 20:00:00.00	14-03-2001 22:00:00.00	2	16,69	34	1 134,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113546	HQT-HIGH	14-03-2001 09:00:00.00	14-03-2001 11:00:00.00	2	16,69	12	400,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113547	HQT-HIGH	14-03-2001 21:00:00.00	14-03-2001 22:00:00.00	1	16,69	2	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113571	HQT-MASS	16-03-2001 11:00:00.00	16-03-2001 15:00:00.00	4	16,69	56	3 738,56 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113572	HQT-MASS	16-03-2001 11:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	9	16,69	2	300,42 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113573	HQT-MASS	16-03-2001 17:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	56	2 803,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113574	HQT-CRT	16-03-2001 18:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	41	1 368,58 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113575	HQT-NB	16-03-2001 18:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	21	700,98 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113576	HQT-NB	16-03-2001 10:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	10	16,69	20	3 338,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113577	HQT-NB	16-03-2001 09:00:00.00	16-03-2001 12:00:00.00	3	16,69	17	851,19 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113578	HQT-NB	16-03-2001 17:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	3	16,69	5	250,35 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113579	HQT-NB	16-03-2001 09:00:00.00	16-03-2001 20:00:00.00	11	16,69	61	11 198,99 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113580	HQT-CRT	16-03-2001 09:00:00.00	16-03-2001 19:00:00.00	10	16,69	1	166,90 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113585	HQT-NE	15-03-2001 20:00:00.00	15-03-2001 21:00:00.00	1	16,69	5	83,45 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113586	HQT-HIGH	15-03-2001 20:00:00.00	15-03-2001 22:00:00.00	2	16,69	10	333,80 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113587	HQT-HIGH	15-03-2001 20:00:00.00	15-03-2001 21:00:00.00	1	16,69	5	83,45 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113688	HQT-MASS	23-03-2001 19:00:00.00	23-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	200	3 338,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113689	HQT-NB	23-03-2001 19:00:00.00	23-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	68	1 134,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113690	HQT-CRT	23-03-2001 19:00:00.00	23-03-2001 20:00:00.00	1	16,69	16	267,04 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113708	HQT-NB	23-03-2001 20:00:00.00	23-03-2001 21:00:00.00	1	16,69	26	433,94 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113880	HQT-MASS	31-03-2001 13:00:00.00	31-03-2001 18:00:00.00	5	16,69	70	5 841,50 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113881	HQT-NB	31-03-2001 18:00:00.00	31-03-2001 19:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113882	HQT-NB	31-03-2001 18:00:00.00	31-03-2001 20:00:00.00	2	16,69	1	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113883	HQT-NB	31-03-2001 18:00:00.00	31-03-2001 22:00:00.00	4	16,69	2	133,52 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113884	HQT-NB	31-03-2001 12:00:00.00	31-03-2001 13:00:00.00	1	16,69	99	1 652,31 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113885	HQT-MASS	31-03-2001 09:00:00.00	31-03-2001 10:00:00.00	1	16,69	97	1 618,93 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113949	HQT-NB	04-04-2001 17:00:00.00	04-04-2001 18:00:00.00	1	16,69	93	1 552,17 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113951	HQT-NB	04-04-2001 08:00:00.00	04-04-2001 12:00:00.00	4	16,69	16	1 068,16 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113953	HQT-NB	04-04-2001 08:00:00.00	04-04-2001 11:00:00.00	3	16,69	1	50,07 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113954	HQT-NB	04-04-2001 08:00:00.00	04-04-2001 11:00:00.00	3	16,69	1	50,07 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113955	HQT-NB	04-04-2001 09:00:00.00	04-04-2001 11:00:00.00	2	16,69	2	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113956	HQT-NB	04-04-2001 09:00:00.00	04-04-2001 11:00:00.00	2	16,69	2	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	113971	HQT-NB	05-04-2001 17:00:00.00	05-04-2001 18:00:00.00	1	16,69	58	968,02 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114006	HQT-NB	06-04-2001 08:00:00.00	06-04-2001 11:00:00.00	3	16,69	12	600,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114007	HQT-NB	06-04-2001 08:00:00.00	06-04-2001 10:00:00.00	2	16,69	11	367,18 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114008	HQT-NB	06-04-2001 09:00:00.00	06-04-2001 10:00:00.00	1	16,69	2	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114072	HQT-NB	09-04-2001 18:00:00.00	09-04-2001 19:00:00.00	1	16,69	23	383,87 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114103	HQT-MASS	14-04-2001 07:00:00.00	14-04-2001 08:00:00.00	1	16,69	49	817,81 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114111	HQT-MASS	15-04-2001 07:00:00.00	15-04-2001 08:00:00.00	1	16,69	16	267,04 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	114136	HQT-MASS	15-04-2001 06:00:00.00	15-04-2001 07:00:00.00	1	16,69	58	968,02 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED Hourly Non-Firm	114139	HQT-NE	17-04-2001 06:00:00.00	17-04-2001 12:00:00.00	6	16,69	10	1 001,40 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED Hourly Non-Firm	400004	HQT-NE	18-04-2001 06:00:00.00	18-04-2001 13:00:00.00	7	16,69	10	1 168,30 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400639	HQT-NE	09-05-2001 13:00:00.00	09-05-2001 14:00:00.00	1	16,69	23	383,87 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400640	HQT-NE	09-05-2001 13:00:00.00	09-05-2001 15:00:00.00	2	16,69	2	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400671	HQT-NE	10-05-2001 13:00:00.00	10-05-2001 14:00:00.00	1	16,69	23	383,87 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400672	HQT-NE	10-05-2001 11:00:00.00	10-05-2001 12:00:00.00	1	16,69	12	200,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400673	HQT-NE	10-05-2001 09:00:00.00	10-05-2001 12:00:00.00	3	16,69	13	650,91 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400674	HQT-NE	10-05-2001 13:00:00.00	10-05-2001 15:00:00.00	2	16,69	2	66,76 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400723	HQT-NE	11-05-2001 11:00:00.00	11-05-2001 12:00:00.00	1	16,69	12	200,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400724	HQT-NE	11-05-2001 13:00:00.00	11-05-2001 14:00:00.00	1	16,69	23	383,87 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400725	HQT-NE	11-05-2001 09:00:00.00	11-05-2001 12:00:00.00	3	16,69	21	1 051,47 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400726	HQT-NE	11-05-2001 13:00:00.00	11-05-2001 15:00:00.00	2	16,69	10	333,80 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400494	HQT-NE	03-05-2001 14:00:00.00	03-05-2001 16:00:00.00	2	16,69	15	500,70 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400536	HQT-NE	04-05-2001 11:00:00.00	04-05-2001 20:00:00.00	9	16,69	15	2 253,15 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	400596	HQT-MASS	07-05-2001 17:00:00.00	07-05-2001 19:00:00.00	2	16,69	15	500,70 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401405	HQT-NE	13-06-2001 11:00:00.00	13-06-2001 12:00:00.00	1	16,69	91	1 518,79 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401408	HQT-NE	13-06-2001 13:00:00.00	13-06-2001 15:00:00.00	2	16,69	10	333,80 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401450	HQT-HIGH	13-06-2001 14:00:00.00	13-06-2001 15:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401451	HQT-NE	13-06-2001 12:00:00.00	13-06-2001 13:00:00.00	1	16,69	10	166,90 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401452	HQT-HIGH	13-06-2001 12:00:00.00	13-06-2001 15:00:00.00	3	16,69	17	851,19 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401537	HQT-MASS	16-06-2001 19:00:00.00	16-06-2001 20:00:00.00	1	16,69	74	1 235,06 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401574	HQT-NE	19-06-2001 13:00:00.00	19-06-2001 14:00:00.00	1	16,69	6	100,14 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401630	HQT-NE	25-06-2001 13:00:00.00	25-06-2001 14:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401631	HQT-CRT	25-06-2001 12:00:00.00	25-06-2001 16:00:00.00	4	16,69	72	4 806,72 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401632	HQT-NE	25-06-2001 12:00:00.00	25-06-2001 16:00:00.00	4	16,69	28	1 869,28 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401633	HQT-NE	25-06-2001 12:00:00.00	25-06-2001 17:00:00.00	5	16,69	39	3 254,55 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401639	HQT-NE	26-06-2001 13:00:00.00	26-06-2001 14:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401640	HQT-NE	26-06-2001 12:00:00.00	26-06-2001 17:00:00.00	5	16,69	38	3 171,10 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401659	HQT-NE	27-06-2001 13:00:00.00	27-06-2001 14:00:00.00	1	16,69	1	16,69 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401660	HQT-NE	27-06-2001 12:00:00.00	27-06-2001 17:00:00.00	5	16,69	38	3 171,10 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401686	HQT-NE	28-06-2001 13:00:00.00	28-06-2001 14:00:00.00	1	16,69	2	33,38 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401687	HQT-NE	28-06-2001 12:00:00.00	28-06-2001 17:00:00.00	5	16,69	37	3 087,65 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401711	HQT-CRT	30-06-2001 11:00:00.00	30-06-2001 13:00:00.00	2	16,69	26	867,88 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED Monthly Firm Fu	111440	HQT-MASS	01-06-2001 00:00:00.00	01-07-2001 00:00:00.00	720	8010	100	801 000,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401906	HQT-CRT	24-07-2001 13:00:00.00	24-07-2001 17:00:00.00	4	16,69	40	2 670,40 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401943	HQT-LAW	23-07-2001 13:00:00.00	23-07-2001 17:00:00.00	4	16,69	92	6 141,92 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	401964	HQT-P33C	24-07-2001 13:00:00.00	24-07-2001 16:00:00.00	3	16,69	1	50,07 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402045	HQT-LAW	31-07-2001 11:00:00.00	31-07-2001 12:00:00.00	1	16,69	19	317,11 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402048	HQT-LAW	31-07-2001 13:00:00.00	31-07-2001 14:00:00.00	1	16,69	83	1 385,27 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402051	HQT-LAW	31-07-2001 14:00:00.00	31-07-2001 15:00:00.00	1	16,69	137	2 286,53 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402054	HQT-LAW	31-07-2001 15:00:00.00	31-07-2001 16:00:00.00	1	16,69	56	934,64 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402057	HQT-LAW	31-07-2001 16:00:00.00	31-07-2001 17:00:00.00	1	16,69	57	951,33 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402059	HQT-LAW	31-07-2001 13:00:00.00	31-07-2001 14:00:00.00	1	16,69	64	1 068,16 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402067	HQT-LAW	31-07-2001 15:00:00.00	31-07-2001 17:00:00.00	2	16,69	81	2 703,78 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402076	HQT-LAW	30-07-2001 13:00:00.00	30-07-2001 14:00:00.00	1	16,69	26	433,94 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402206	HQT-NE	31-07-2001 15:00:00.00	31-07-2001 16:00:00.00	1	16,69	26	433,94 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402600	HQT-MASS	24-07-2001 16:00:00.00	24-07-2001 17:00:00.00	1	16,69	7	116,83 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402663	HQT-LAW	30-07-2001 09:00:00.00	30-07-2001 14:00:00.00	5	16,69	220	18 359,00 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402666	HQT-LAW	30-07-2001 14:00:00.00	30-07-2001 23:00:00.00	9	16,69	246	36 951,66 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402669	HQT-NE	30-07-2001 13:00:00.00	30-07-2001 14:00:00.00	1	16,69	73	1 218,37 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402672	HQT-NE	30-07-2001 14:00:00.00	30-07-2001 17:00:00.00	3	16,69	63	3 154,41 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402724	HQT-NE	31-07-2001 15:00:00.00	31-07-2001 16:00:00.00	1	16,69	136	2 269,84 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402730	HQT-HIGH	31-07-2001 16:00:00.00	31-07-2001 20:00:00.00	4	16,69	12	801,12 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402733	HQT-LAW	31-07-2001 12:00:00.00	31-07-2001 13:00:00.00	1	16,69	117	1 952,73 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402736	HQT-LAW	31-07-2001 13:00:00.00	31-07-2001 14:00:00.00	1	16,69	120	2 002,80 \$

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402739	HQT-LAW	31-07-2001 16:00:00.00	31-07-2001 17:00:00.00	1	16,69	21	350,49 \$	
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402742	HQT-LAW	31-07-2001 17:00:00.00	31-07-2001 23:00:00.00	6	16,69	21	2 102,94 \$	
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402745	HQT-LAW	31-07-2001 17:00:00.00	31-07-2001 23:00:00.00	6	16,69	99	9 913,86 \$	
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402750	HQT-P33C	31-07-2001 12:00:00.00	31-07-2001 13:00:00.00	1	16,69	5	83,45 \$	
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402753	HQT-P33C	31-07-2001 13:00:00.00	31-07-2001 23:00:00.00	10	16,69	20	3 338,00 \$	
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED / Non-Firm Full-F	402760	HQT-CHNO	31-07-2001 00:00:00.00	31-07-2001 01:00:00.00	1	16,69	18	300,42 \$	
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Monthly Firm Fu	111442	HQT-MASS	01-07-2001 00:00:00.00	01-08-2001 00:00:00.00	744	8010	100	801 000,00 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	401896	HQT-NE	24-07-2001 16:00:00.00	24-07-2001 23:00:00.00	7	16,69	14	1 635,62 \$
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	401946	HQT-MASS	25-07-2001 13:00:00.00	25-07-2001 17:00:00.00	4	16,69	44	2 937,44 \$
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402165	HQT-LAW	01-08-2001 13:00:00.00	01-08-2001 16:00:00.00	3	16,69	303	15 171,21
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402167	HQT-LAW	01-08-2001 08:00:00.00	01-08-2001 09:00:00.00	1	16,69	51	851,19
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402169	HQT-LAW	01-08-2001 09:00:00.00	01-08-2001 10:00:00.00	1	16,69	61	1 018,09
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402171	HQT-LAW	01-08-2001 10:00:00.00	01-08-2001 11:00:00.00	1	16,69	20	333,80
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402173	HQT-LAW	01-08-2001 11:00:00.00	01-08-2001 12:00:00.00	1	16,69	147	2 453,43
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402175	HQT-LAW	01-08-2001 12:00:00.00	01-08-2001 13:00:00.00	1	16,69	201	3 354,69
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402177	HQT-LAW	01-08-2001 16:00:00.00	01-08-2001 17:00:00.00	1	16,69	244	4 072,36
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402179	HQT-LAW	01-08-2001 17:00:00.00	01-08-2001 18:00:00.00	1	16,69	124	2 069,56
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402181	HQT-LAW	01-08-2001 18:00:00.00	01-08-2001 19:00:00.00	1	16,69	42	700,98
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402183	HQT-NE	01-08-2001 13:00:00.00	01-08-2001 14:00:00.00	1	16,69	56	934,64
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402185	HQT-NE	01-08-2001 14:00:00.00	01-08-2001 15:00:00.00	1	16,69	47	784,43
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402187	HQT-NE	01-08-2001 15:00:00.00	01-08-2001 16:00:00.00	1	16,69	46	767,74
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402190	HQT-P33C	01-08-2001 07:00:00.00	01-08-2001 10:00:00.00	3	16,69	39	1 952,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402193	HQT-P33C	01-08-2001 22:00:00.00	01-08-2001 23:00:00.00	1	16,69	39	650,91
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402233	HQT-NE	02-08-2001 13:00:00.00	02-08-2001 16:00:00.00	3	16,69	47	2 353,29
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402234	HQT-NE	02-08-2001 13:00:00.00	02-08-2001 14:00:00.00	1	16,69	10	166,90
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402235	HQT-LAW	02-08-2001 07:00:00.00	02-08-2001 17:00:00.00	10	16,69	15	2 503,50
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402236	HQT-LAW	02-08-2001 13:00:00.00	02-08-2001 17:00:00.00	4	16,69	105	7 009,80
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402237	HQT-LAW	02-08-2001 07:00:00.00	02-08-2001 16:00:00.00	9	16,69	6	901,26
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402238	HQT-LAW	02-08-2001 12:00:00.00	02-08-2001 16:00:00.00	4	16,69	52	3 471,52
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402239	HQT-LAW	02-08-2001 11:00:00.00	02-08-2001 18:00:00.00	7	16,69	82	9 580,06
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402240	HQT-LAW	02-08-2001 08:00:00.00	02-08-2001 10:00:00.00	2	16,69	80	2 670,40
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402241	HQT-LAW	02-08-2001 11:00:00.00	02-08-2001 19:00:00.00	8	16,69	44	5 874,88
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402242	HQT-CHNO	02-08-2001 07:00:00.00	02-08-2001 09:00:00.00	2	16,69	8	267,04
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402243	HQT-P33C	02-08-2001 07:00:00.00	02-08-2001 19:00:00.00	12	16,69	4	801,12
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402244	HQT-Q4C	02-08-2001 09:00:00.00	02-08-2001 19:00:00.00	10	16,69	12	2 002,80
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402245	HQT-LAW	02-08-2001 09:00:00.00	02-08-2001 19:00:00.00	10	16,69	3	500,70

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402246	HQT-P33C	02-08-2001 09:00:00.00	02-08-2001 19:00:00.00	10	16,69	3	500,70
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402247	HQT-CRT	02-08-2001 07:00:00.00	02-08-2001 16:00:00.00	9	16,69	1	150,21
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402279	HQT-MASS	02-08-2001 10:00:00.00	02-08-2001 14:00:00.00	4	16,69	69	4 606,44
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402280	HQT-MASS	02-08-2001 10:00:00.00	02-08-2001 11:00:00.00	1	16,69	69	1 151,61
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402281	HQT-MASS	02-08-2001 12:00:00.00	02-08-2001 14:00:00.00	2	16,69	45	1 502,10
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402282	HQT-MASS	02-08-2001 13:00:00.00	02-08-2001 14:00:00.00	1	16,69	31	517,39
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402283	HQT-MASS	02-08-2001 17:00:00.00	02-08-2001 19:00:00.00	2	16,69	121	4 038,98
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402287	HQT-MASS	02-08-2001 22:00:00.00	02-08-2001 23:00:00.00	1	16,69	182	3 037,58
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402288	HQT-HIGH	02-08-2001 14:00:00.00	02-08-2001 16:00:00.00	2	16,69	10	333,80
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402290	HQT-MASS	02-08-2001 20:00:00.00	02-08-2001 21:00:00.00	1	16,69	40	667,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402366	HQT-MASS	04-08-2001 07:00:00.00	04-08-2001 09:00:00.00	2	16,69	101	3 371,38
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402367	HQT-MASS	04-08-2001 22:00:00.00	04-08-2001 23:00:00.00	1	16,69	84	1 401,96
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402368	HQT-MASS	03-08-2001 14:00:00.00	03-08-2001 16:00:00.00	2	16,69	32	1 068,16
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402369	HQT-MASS	04-08-2001 07:00:00.00	04-08-2001 12:00:00.00	5	16,69	1	83,45
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402370	HQT-MASS	03-08-2001 13:00:00.00	03-08-2001 14:00:00.00	1	16,69	9	150,21
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402371	HQT-MASS	04-08-2001 07:00:00.00	04-08-2001 08:00:00.00	1	16,69	18	300,42
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402372	HQT-MASS	04-08-2001 20:00:00.00	04-08-2001 22:00:00.00	2	16,69	40	1 335,20
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402373	HQT-MASS	04-08-2001 20:00:00.00	04-08-2001 23:00:00.00	3	16,69	60	3 004,20
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402374	HQT-MASS	04-08-2001 07:00:00.00	04-08-2001 10:00:00.00	3	16,69	84	4 205,88
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402375	HQT-MASS	04-08-2001 08:00:00.00	04-08-2001 10:00:00.00	2	16,69	16	534,08
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402376	HQT-MASS	04-08-2001 07:00:00.00	04-08-2001 11:00:00.00	4	16,69	42	2 803,92
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402377	HQT-MASS	04-08-2001 21:00:00.00	04-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	4	66,76
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402378	HQT-MASS	04-08-2001 21:00:00.00	04-08-2001 23:00:00.00	2	16,69	28	934,64
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402381	HQT-MASS	04-08-2001 19:00:00.00	04-08-2001 23:00:00.00	4	16,69	121	8 077,96
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402382	HQT-MASS	03-08-2001 15:00:00.00	03-08-2001 16:00:00.00	1	16,69	10	166,90
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402383	HQT-MASS	04-08-2001 11:00:00.00	04-08-2001 12:00:00.00	1	16,69	29	484,01
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402417	HQT-NE	07-08-2001 13:00:00.00	07-08-2001 16:00:00.00	3	16,69	64	3 204,48
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402418	HQT-LAW	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 19:00:00.00	7	16,69	66	7 710,78
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402419	HQT-LAW	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 16:00:00.00	4	16,69	45	3 004,20
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402421	HQT-LAW	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 20:00:00.00	8	16,69	7	934,64
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402422	HQT-LAW	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 17:00:00.00	5	16,69	29	2 420,05
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402423	HQT-LAW	07-08-2001 13:00:00.00	07-08-2001 17:00:00.00	4	16,69	88	5 874,88
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402424	HQT-Q4C	07-08-2001 13:00:00.00	07-08-2001 20:00:00.00	7	16,69	2	233,66
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402425	HQT-CHNO	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 13:00:00.00	1	16,69	5	83,45
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402426	HQT-CHNO	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 20:00:00.00	8	16,69	3	400,56
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402427	HQT-CHNO	07-08-2001 13:00:00.00	07-08-2001 20:00:00.00	7	16,69	14	1 635,62
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402428	HQT-DYMO	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 20:00:00.00	8	16,69	50	6 676,00
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402429	HQT-DYMO	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 13:00:00.00	1	16,69	11	183,59
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402443	HQT-LAW	07-08-2001 18:00:00.00	07-08-2001 20:00:00.00	2	16,69	14	467,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402446	HQT-LAW	07-08-2001 12:00:00.00	07-08-2001 18:00:00.00	6	16,69	14	1 401,96
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402486	HQT-NE	08-08-2001 11:00:00.00	08-08-2001 17:00:00.00	6	16,69	37	3 705,18
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402487	HQT-NE	08-08-2001 12:00:00.00	08-08-2001 17:00:00.00	5	16,69	17	1 418,65

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402488	HQT-NE	08-08-2001	12:00:00.00	08-08-2001	16:00:00.00	4	16,69	7	467,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402489	HQT-NE	08-08-2001	13:00:00.00	08-08-2001	16:00:00.00	3	16,69	2	100,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402490	HQT-NE	08-08-2001	15:00:00.00	08-08-2001	16:00:00.00	1	16,69	1	16,69
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402491	HQT-CHNO	08-08-2001	21:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	1	16,69	2	33,38
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402492	HQT-DYMO	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	13	16,69	9	1 952,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402493	HQT-P33C	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	10:00:00.00	1	16,69	48	801,12
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402494	HQT-P33C	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	13	16,69	8	1 735,76
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402495	HQT-LAW	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	17:00:00.00	8	16,69	44	5 874,88
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402496	HQT-LAW	08-08-2001	11:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	11	16,69	68	12 484,12
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402497	HQT-CHNO	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	13	16,69	5	1 084,85
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402498	HQT-P33C	08-08-2001	19:00:00.00	08-08-2001	20:00:00.00	1	16,69	32	534,08
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402499	HQT-P33C	08-08-2001	19:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	3	16,69	16	801,12
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402500	HQT-CRT	08-08-2001	10:00:00.00	08-08-2001	20:00:00.00	10	16,69	14	2 336,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402501	HQT-LAW	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	19:00:00.00	10	16,69	14	2 336,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402502	HQT-LAW	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	13	16,69	121	26 253,37
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402503	HQT-Q4C	08-08-2001	21:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	1	16,69	1	16,69
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402504	HQT-CRT	08-08-2001	09:00:00.00	08-08-2001	20:00:00.00	11	16,69	4	734,36
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402505	HQT-DYMO	08-08-2001	21:00:00.00	08-08-2001	22:00:00.00	1	16,69	37	617,53
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402552	HQT-CHNO	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	22:00:00.00	11	16,69	2	367,18
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402553	HQT-NE	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	17:00:00.00	6	16,69	37	3 705,18
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402554	HQT-NE	09-08-2001	12:00:00.00	09-08-2001	17:00:00.00	5	16,69	17	1 418,65
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402555	HQT-NE	09-08-2001	12:00:00.00	09-08-2001	16:00:00.00	4	16,69	7	467,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402556	HQT-NE	09-08-2001	13:00:00.00	09-08-2001	16:00:00.00	3	16,69	2	100,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402557	HQT-Q4C	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	22:00:00.00	11	16,69	12	2 203,08
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402558	HQT-P33C	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	22:00:00.00	11	16,69	24	4 406,16
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402559	HQT-P33C	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	11:00:00.00	2	16,69	48	1 602,24
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402560	HQT-P33C	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	14	16,69	8	1 869,28
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402561	HQT-P33C	09-08-2001	15:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	8	16,69	48	6 408,96
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402562	HQT-CRT	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	17:00:00.00	6	16,69	40	4 005,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402563	HQT-CHNO	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	14	16,69	6	1 401,96
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402564	HQT-LAW	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	14	16,69	190	44 395,40
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402565	HQT-LAW	09-08-2001	18:00:00.00	09-08-2001	20:00:00.00	2	16,69	32	1 068,16
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402566	HQT-LAW	09-08-2001	18:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	5	16,69	68	5 674,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402567	HQT-LAW	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	11:00:00.00	2	16,69	12	400,56
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402568	HQT-DYMO	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	19:00:00.00	10	16,69	14	2 336,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402569	HQT-DYMO	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	14	16,69	2	467,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402570	HQT-NB	09-08-2001	21:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	2	16,69	36	1 201,68
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402571	HQT-CRT	09-08-2001	10:00:00.00	09-08-2001	17:00:00.00	7	16,69	4	467,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402572	HQT-LAW	09-08-2001	22:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	1	16,69	19	317,11
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402573	HQT-CRT	09-08-2001	10:00:00.00	09-08-2001	21:00:00.00	11	16,69	3	550,77
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402574	HQT-LAW	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	10:00:00.00	1	16,69	93	1 552,17
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402575	HQT-DYMO	09-08-2001	21:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	2	16,69	48	1 602,24

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402592	HQT-HIGH	08-08-2001 21:00:00.00	08-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	9	150,21
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402593	HQT-HIGH	08-08-2001 09:00:00.00	08-08-2001 10:00:00.00	1	16,69	8	133,52
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402594	HQT-CRT	08-08-2001 20:00:00.00	08-08-2001 21:00:00.00	1	16,69	6	100,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402595	HQT-HIGH	08-08-2001 20:00:00.00	08-08-2001 22:00:00.00	2	16,69	5	166,90
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402596	HQT-CRT	08-08-2001 20:00:00.00	08-08-2001 22:00:00.00	2	16,69	93	3 104,34
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402597	HQT-CRT	08-08-2001 21:00:00.00	08-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	1	16,69
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402598	HQT-MASS	08-08-2001 09:00:00.00	08-08-2001 10:00:00.00	1	16,69	30	500,70
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402630	HQT-CHNO	10-08-2001 12:00:00.00	10-08-2001 19:00:00.00	7	16,69	2	233,66
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402632	HQT-NE	10-08-2001 12:00:00.00	10-08-2001 17:00:00.00	5	16,69	17	1 418,65
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402633	HQT-NE	10-08-2001 12:00:00.00	10-08-2001 16:00:00.00	4	16,69	7	467,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402634	HQT-NE	10-08-2001 13:00:00.00	10-08-2001 16:00:00.00	3	16,69	2	100,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402635	HQT-LAW	10-08-2001 12:00:00.00	10-08-2001 19:00:00.00	7	16,69	248	28 973,84
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402636	HQT-P33C	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 22:00:00.00	12	16,69	25	5 007,00
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402637	HQT-NE	10-08-2001 11:00:00.00	10-08-2001 17:00:00.00	6	16,69	37	3 705,18
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402638	HQT-Q4C	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 22:00:00.00	12	16,69	12	2 403,36
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402639	HQT-CRT	10-08-2001 21:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	2	16,69	109	3 638,42
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402640	HQT-DYMO	10-08-2001 21:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	2	16,69	40	1 335,20
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402641	HQT-LAW	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 17:00:00.00	7	16,69	44	5 140,52
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402642	HQT-LAW	10-08-2001 15:00:00.00	10-08-2001 20:00:00.00	5	16,69	32	2 670,40
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402643	HQT-LAW	10-08-2001 15:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	8	16,69	16	2 136,32
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402644	HQT-CHNO	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 19:00:00.00	9	16,69	14	2 102,94
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402645	HQT-CHNO	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	13	16,69	2	433,94
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402646	HQT-CRT	10-08-2001 08:00:00.00	10-08-2001 09:00:00.00	1	16,69	18	300,42
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402647	HQT-CRT	10-08-2001 11:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	12	16,69	18	3 605,04
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402648	HQT-NB	10-08-2001 21:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	2	16,69	36	1 201,68
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402649	HQT-LAW	10-08-2001 22:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	1	16,69	19	317,11
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402650	HQT-CRT	10-08-2001 07:00:00.00	10-08-2001 09:00:00.00	2	16,69	17	567,46
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402652	HQT-P33C	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 21:00:00.00	11	16,69	4	734,36
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402653	HQT-P33C	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	13	16,69	24	5 207,28
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402654	HQT-NB	10-08-2001 07:00:00.00	10-08-2001 09:00:00.00	2	16,69	11	367,18
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402655	HQT-NB	10-08-2001 08:00:00.00	10-08-2001 09:00:00.00	1	16,69	5	83,45
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402656	HQT-LAW	10-08-2001 11:00:00.00	10-08-2001 23:00:00.00	12	16,69	2	400,56
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402697	HQT-HIGH	09-08-2001 20:00:00.00	09-08-2001 22:00:00.00	2	16,69	6	200,28
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402698	HQT-MASS	09-08-2001 21:00:00.00	09-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	24	400,56
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402699	HQT-P33C	09-08-2001 20:00:00.00	09-08-2001 23:00:00.00	3	16,69	8	400,56
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402700	HQT-P33C	09-08-2001 20:00:00.00	09-08-2001 22:00:00.00	2	16,69	2	66,76
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402701	HQT-HIGH	09-08-2001 09:00:00.00	09-08-2001 16:00:00.00	7	16,69	2	233,66
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402703	HQT-LAW	09-08-2001 12:00:00.00	09-08-2001 16:00:00.00	4	16,69	37	2 470,12
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402704	HQT-LAW	09-08-2001 21:00:00.00	09-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	107	1 785,83
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402705	HQT-LAW	09-08-2001 20:00:00.00	09-08-2001 21:00:00.00	1	16,69	43	717,67
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402706	HQT-HIGH	09-08-2001 19:00:00.00	09-08-2001 22:00:00.00	3	16,69	9	450,63
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402707	HQT-CRT	09-08-2001 10:00:00.00	09-08-2001 11:00:00.00	1	16,69	50	834,50

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402708	HQT-LAW	09-08-2001	17:00:00.00	09-08-2001	18:00:00.00	1	16,69	87	1 452,03
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402709	HQT-OTTO	09-08-2001	12:00:00.00	09-08-2001	16:00:00.00	4	16,69	40	2 670,40
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402710	HQT-P33C	09-08-2001	17:00:00.00	09-08-2001	18:00:00.00	1	16,69	40	667,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402711	HQT-P33C	09-08-2001	19:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	4	16,69	40	2 670,40
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402712	HQT-P33C	09-08-2001	12:00:00.00	09-08-2001	16:00:00.00	4	16,69	42	2 803,92
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402713	HQT-LAW	09-08-2001	20:00:00.00	09-08-2001	22:00:00.00	2	16,69	32	1 068,16
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402714	HQT-LAW	09-08-2001	20:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	3	16,69	4	200,28
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402715	HQT-LAW	09-08-2001	21:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	2	16,69	3	100,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402716	HQT-MASS	09-08-2001	10:00:00.00	09-08-2001	11:00:00.00	1	16,69	40	667,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402718	HQT-HIGH	09-08-2001	09:00:00.00	09-08-2001	11:00:00.00	2	16,69	15	500,70
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402719	HQT-LAW	09-08-2001	19:00:00.00	09-08-2001	23:00:00.00	4	16,69	86	5 741,36
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402758	HQT-HIGH	01-08-2001	12:00:00.00	01-08-2001	19:00:00.00	7	16,69	17	1 986,11
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402778	HQT-HIGH	02-08-2001	11:00:00.00	02-08-2001	13:00:00.00	2	16,69	17	567,46
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402781	HQT-HIGH	02-08-2001	16:00:00.00	02-08-2001	17:00:00.00	1	16,69	17	283,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402784	HQT-HIGH	02-08-2001	14:00:00.00	02-08-2001	16:00:00.00	2	16,69	7	233,66
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402787	HQT-NE	02-08-2001	07:00:00.00	02-08-2001	09:00:00.00	2	16,69	58	1 936,04
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402791	HQT-NE	02-08-2001	09:00:00.00	02-08-2001	13:00:00.00	4	16,69	68	4 539,68
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402794	HQT-NE	02-08-2001	13:00:00.00	02-08-2001	15:00:00.00	2	16,69	58	1 936,04
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402797	HQT-NE	02-08-2001	16:00:00.00	02-08-2001	19:00:00.00	3	16,69	58	2 904,06
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402800	HQT-NE	02-08-2001	19:00:00.00	02-08-2001	20:00:00.00	1	16,69	11	183,59
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402803	HQT-NE	02-08-2001	20:00:00.00	02-08-2001	21:00:00.00	1	16,69	58	968,02
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402806	HQT-NE	02-08-2001	22:00:00.00	02-08-2001	23:00:00.00	1	16,69	58	968,02
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402809	HQT-NE	02-08-2001	21:00:00.00	02-08-2001	22:00:00.00	1	16,69	53	884,57
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402835	HQT-HIGH	10-08-2001	07:00:00.00	10-08-2001	08:00:00.00	1	16,69	17	283,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402850	HQT-LAW	07-08-2001	13:00:00.00	07-08-2001	15:00:00.00	2	16,69	110	3 671,80
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402852	HQT-LAW	07-08-2001	15:00:00.00	07-08-2001	18:00:00.00	3	16,69	130	6 509,10
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402854	HQT-LAW	07-08-2001	18:00:00.00	07-08-2001	20:00:00.00	2	16,69	66	2 203,08
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402856	HQT-LAW	07-08-2001	20:00:00.00	07-08-2001	21:00:00.00	1	16,69	106	1 769,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402858	HQT-LAW	07-08-2001	21:00:00.00	07-08-2001	22:00:00.00	1	16,69	102	1 702,38
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402860	HQT-LAW	07-08-2001	22:00:00.00	07-08-2001	23:00:00.00	1	16,69	81	1 351,89
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402862	HQT-P33C	07-08-2001	13:00:00.00	07-08-2001	23:00:00.00	10	16,69	20	3 338,00
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402906	HQT-CRT	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	12:00:00.00	1	16,69	50	834,50
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402908	HQT-HIGH	09-08-2001	11:00:00.00	09-08-2001	16:00:00.00	5	16,69	15	1 251,75
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402910	HQT-HIGH	09-08-2001	16:00:00.00	09-08-2001	19:00:00.00	3	16,69	9	450,63
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402912	HQT-MASS	09-08-2001	16:00:00.00	09-08-2001	17:00:00.00	1	16,69	117	1 952,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402914	HQT-MASS	09-08-2001	17:00:00.00	09-08-2001	18:00:00.00	1	16,69	42	700,98
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402916	HQT-MASS	09-08-2001	18:00:00.00	09-08-2001	19:00:00.00	1	16,69	82	1 368,58
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402918	HQT-LAW	09-08-2001	12:00:00.00	09-08-2001	17:00:00.00	5	16,69	238	19 861,10
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402920	HQT-LAW	09-08-2001	17:00:00.00	09-08-2001	18:00:00.00	1	16,69	146	2 436,74
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402922	HQT-LAW	09-08-2001	18:00:00.00	09-08-2001	19:00:00.00	1	16,69	233	3 888,77
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402924	HQT-LAW	09-08-2001	19:00:00.00	09-08-2001	20:00:00.00	1	16,69	189	3 154,41
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firr	402926	HQT-LAW	09-08-2001	20:00:00.00	09-08-2001	21:00:00.00	1	16,69	110	1 835,90

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402928	HQT-LAW	09-08-2001 21:00:00.00	09-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	43	717,67
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402930	HQT-LAW	09-08-2001 22:00:00.00	09-08-2001 23:00:00.00	1	16,69	182	3 037,58
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402933	HQT-P33C	09-08-2001 12:00:00.00	09-08-2001 16:00:00.00	4	16,69	8	534,08
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402935	HQT-P33C	09-08-2001 16:00:00.00	09-08-2001 20:00:00.00	4	16,69	10	667,60
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402953	HQT-CRT	08-08-2001 14:00:00.00	08-08-2001 20:00:00.00	6	16,69	100	10 014,00
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402955	HQT-CRT	08-08-2001 20:00:00.00	08-08-2001 21:00:00.00	1	16,69	1	16,69
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402957	HQT-HIGH	08-08-2001 09:00:00.00	08-08-2001 10:00:00.00	1	16,69	9	150,21
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402961	HQT-HIGH	08-08-2001 10:00:00.00	08-08-2001 14:00:00.00	4	16,69	17	1 134,92
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402964	HQT-HIGH	08-08-2001 14:00:00.00	08-08-2001 19:00:00.00	5	16,69	9	751,05
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402968	HQT-HIGH	08-08-2001 19:00:00.00	08-08-2001 20:00:00.00	1	16,69	14	233,66
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402971	HQT-HIGH	08-08-2001 20:00:00.00	08-08-2001 21:00:00.00	1	16,69	9	150,21
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402974	HQT-MASS	08-08-2001 21:00:00.00	08-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	6	100,14
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402976	HQT-MASS	08-08-2001 22:00:00.00	08-08-2001 23:00:00.00	1	16,69	100	1 669,00
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402996	HQT-HIGH	10-08-2001 08:00:00.00	10-08-2001 09:00:00.00	1	16,69	17	283,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	402998	HQT-HIGH	10-08-2001 11:00:00.00	10-08-2001 15:00:00.00	4	16,69	14	934,64
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403008	HQT-HIGH	10-08-2001 20:00:00.00	10-08-2001 21:00:00.00	1	16,69	17	283,73
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403010	HQT-HIGH	10-08-2001 21:00:00.00	10-08-2001 22:00:00.00	1	16,69	13	216,97
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403102	HQT-HIGH	10-08-2001 10:00:00.00	10-08-2001 11:00:00.00	1	16,69	3	50,07
Groupe commercial (energie)	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403104	HQT-HIGH	16-08-2001 11:00:00.00	16-08-2001 12:00:00.00	1	16,69	4	66,76
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	thly Firm Full-Pe	111444	HQT-MASS	01-08-2001 00:00:00.00	01-09-2001 00:00:00.00	744	8010	100	801 000,00
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	402610	HQT-MATI	09-08-2001 15:00:00.00	09-08-2001 19:00:00.00	4	16,69	94	6 275,44
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	402611	HQT-MATI	09-08-2001 19:00:00.00	09-08-2001 23:00:00.00	4	16,69	93	6 208,68
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403334	HQT-NE	25-09-2001 14:00:00.00	25-09-2001 16:00:00.00	2	16,69	25	834,50
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403336	HQT-NE	25-09-2001 14:00:00.00	25-09-2001 17:00:00.00	3	16,69	25	1 251,75
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	403362	HQT-NE	02-10-2001 14:00:00.00	02-10-2001 18:00:00.00	4	16,69	4	267,04
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	/ Non-Firm Full-F	403429	HQT-MASS	25-10-2001 12:00:00.00	25-10-2001 13:00:00.00	1	16,69	90	1 502,10
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	403480	HQT-NE	05-11-2001 01:00:00.00	19-11-2001 01:00:00.00	336	2000	125	500 000,00
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Weekly Firm Fu	403484	HQT-NE	12-11-2001 01:00:00.00	19-11-2001 01:00:00.00	168	2000	275	550 000,00
Industries James Maclaren inc.	CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403468	HQT-MASS	01-11-2001 10:00:00.00	01-11-2001 14:00:00.00	4	16,69	50	3 338,00

SERVICE POINT À POINT DE COURT TERME

Industries James Maclaren inc. CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403548	HQT-MASS	04-11-2001	02:00:00.00	04-11-2001	03:00:00.00	1	16,69	100	1 669,00
Industries James Maclaren inc. CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403560	HQT-MASS	06-11-2001	08:00:00.00	06-11-2001	11:00:00.00	3	16,69	65	3 254,55
Industries James Maclaren inc. CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403640	HQT-MASS	15-11-2001	15:00:00.00	15-11-2001	16:00:00.00	1	16,69	40	667,60
PG&E Energy Trading Power L CONFIRMED	Hourly Non-Firm	403624	HQT-NE	13-11-2001	12:00:00.00	13-11-2001	18:00:00.00	6	16,69	50	5 007,00

TAUX RÉEL DE PERTES DE TRANSPORT *

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

Le taux réel de pertes de transport en 2001 est de **5,26 %**.

**INDICES DE PERFORMANCE MENTIONNÉS À LA SECTION 9
(DE LA DÉCISION D-2002-95) ***

* Décision D-2002-95 du 30 avril 2002 (R-3401-98), Annexe 8.

TABLE DES MATIÈRES

Satisfaction de la clientèle du réseau de transport
 Indice de satisfaction des clients grande entreprise 5

Fiabilité du service de transport
 Incidents d'exploitation..... 6
 Indice de continuité de transport 7
 Nombre des pannes et interruptions programmées 8
 Durée moyenne des pannes et interruptions programmées 9

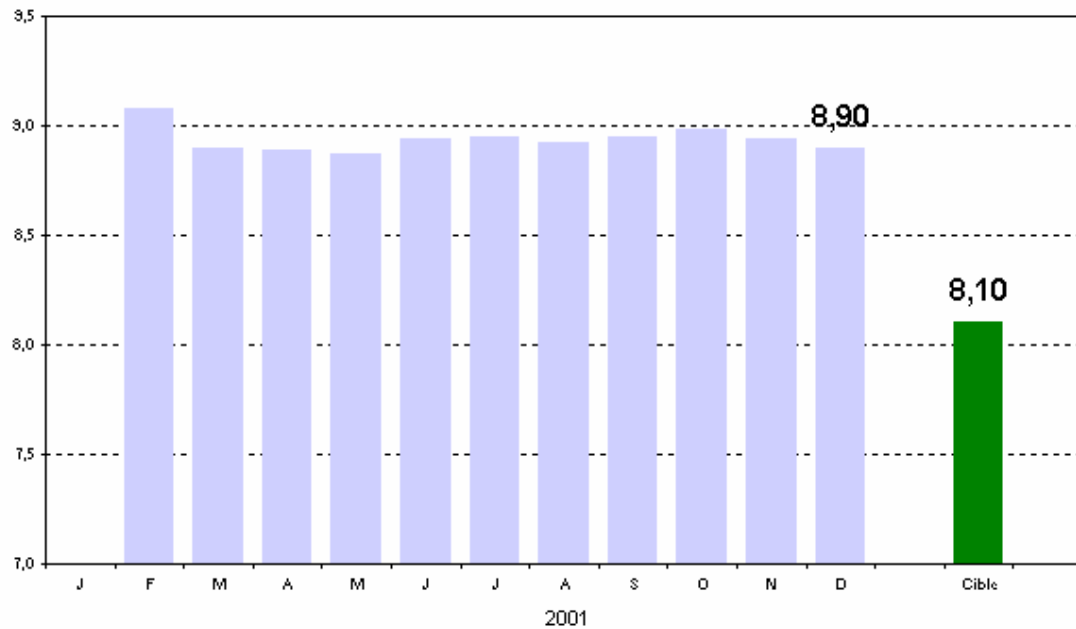
Optimisation de l'exploitation du réseau de transport
 Critère CPS1 10
 Critère CPS2..... 11

Responsabilité sociale
 Fréquence des accidents de travail 12

Satisfaction de la clientèle du réseau de transport

Indice de satisfaction des clients grande entreprise*

(Indice moyen, échelle de 1 à 10)

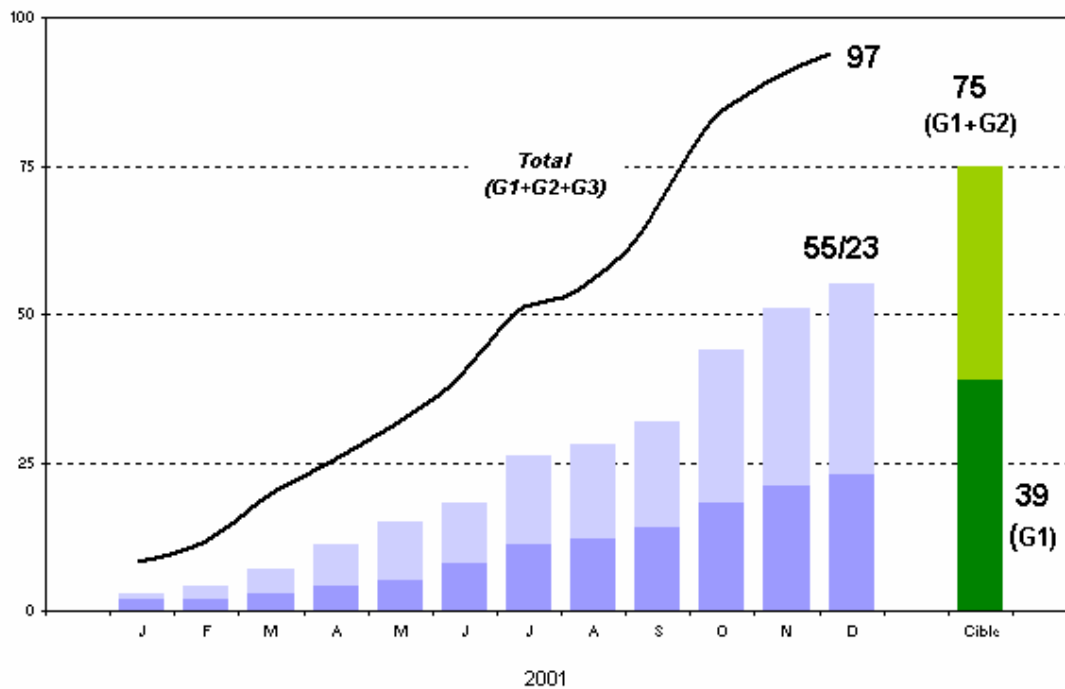


* Mesure de la satisfaction des clients grande entreprise qui sont reliés au réseau de transport et avec lesquels l'entreprise a des ententes de partenariat. L'indice est une moyenne des cotes du niveau de satisfaction (échelle 1 à 10) sur les éléments reliés à la fiabilité et aux enjeux techniques.

Fiabilité du service de transport

Incidents d'exploitation (G1 et G2)*

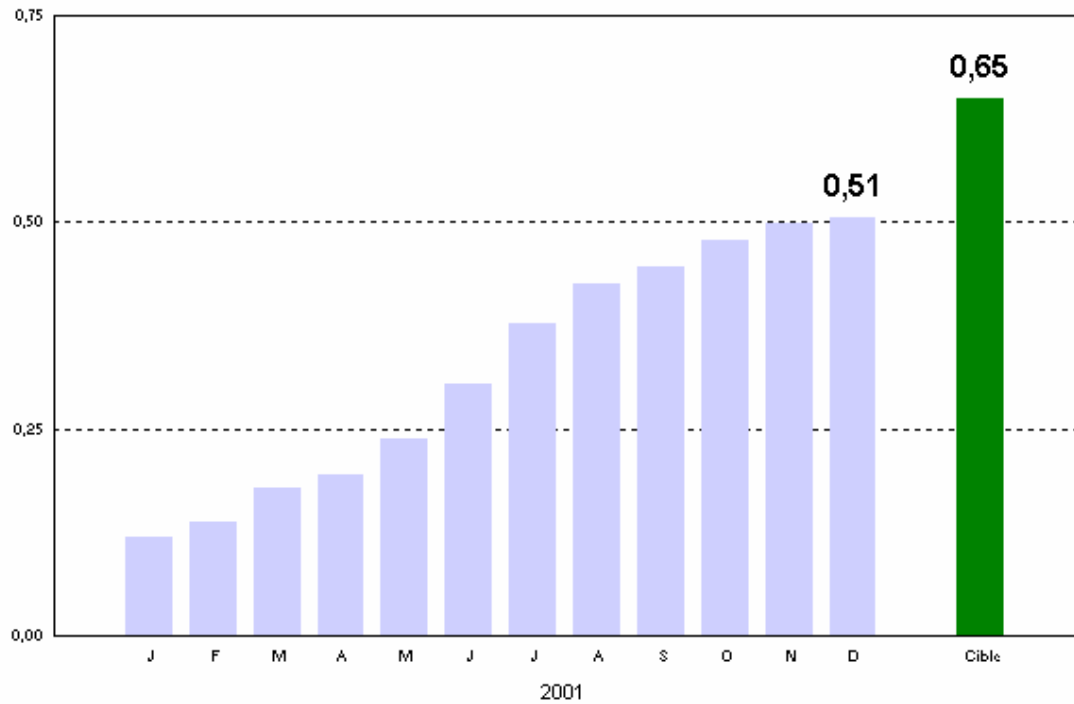
(Nombre)



* Toute intervention d'un employé de TransÉnergie ou d'un entrepreneur qui a des conséquences sur le réseau de transport. Il y a une cible de fixée pour les incidents de gravité 1 et 2 seulement.

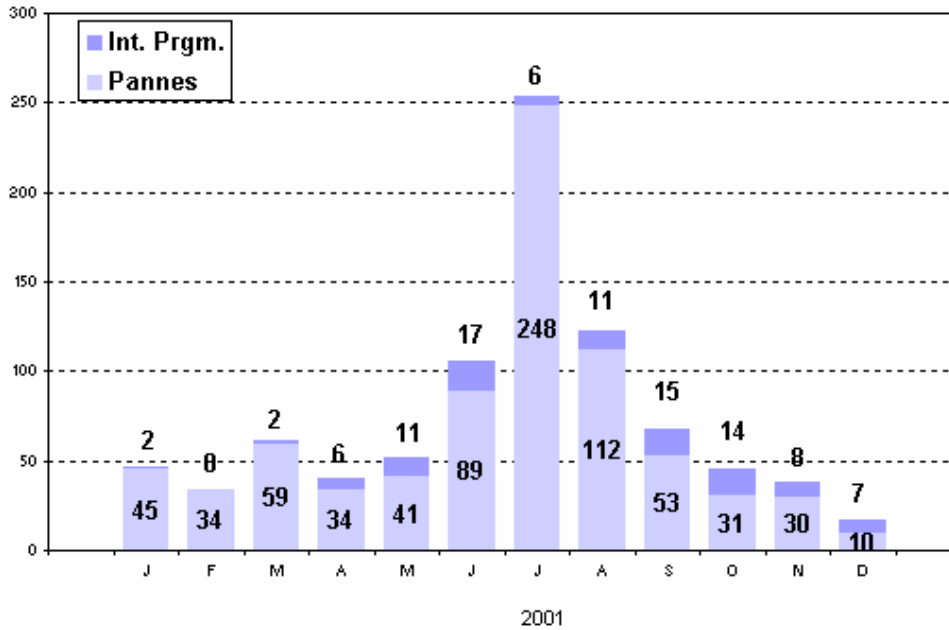
IC-Transport *

(Heure / client)



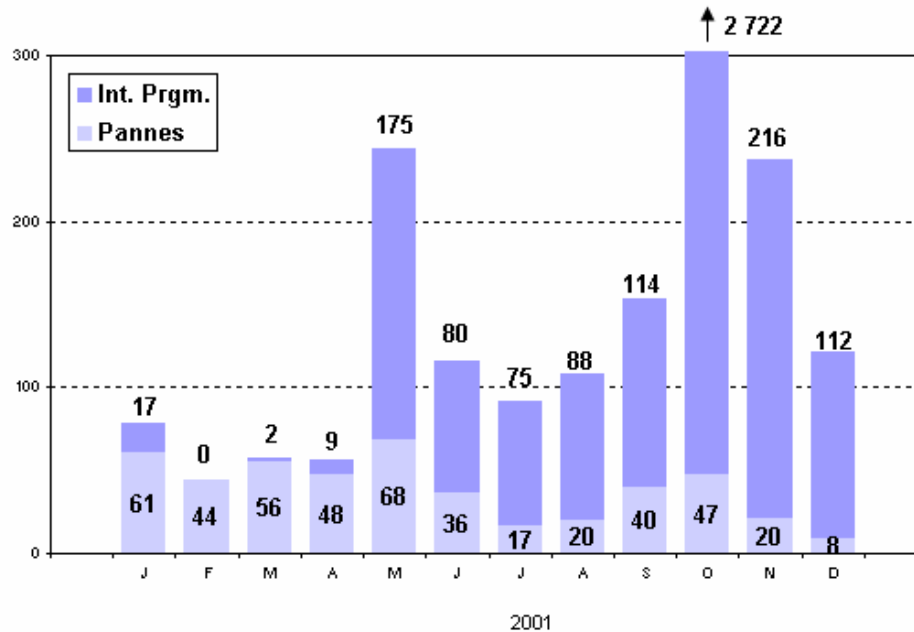
* Heures moyennes d'interruption par client compte tenu des pannes ou des interruptions programmées sur le réseau de transport.

Nombre des pannes et interruptions programmées



Le nombre élevé de pannes en juillet (248) s'explique par la foudre qui a occasionné plusieurs pannes de courte durée (moins d'une minute).

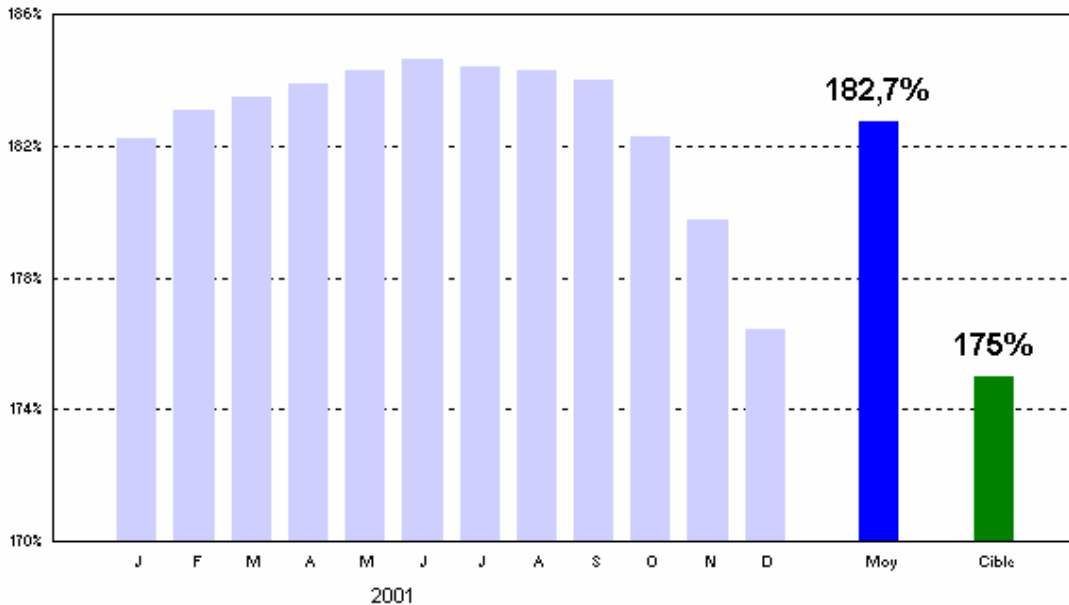
Durée moyenne des pannes et interruptions programmées (minutes)



La durée moyenne élevée des interruptions programmées d'octobre, s'explique par des améliorations majeures apportées aux réseaux de la Gaspésie et de la Côte Nord, dont une interruption de plus de 50 heures (34 775 minutes) au poste Rivière aux Bouleaux qui dessert 2 clients.

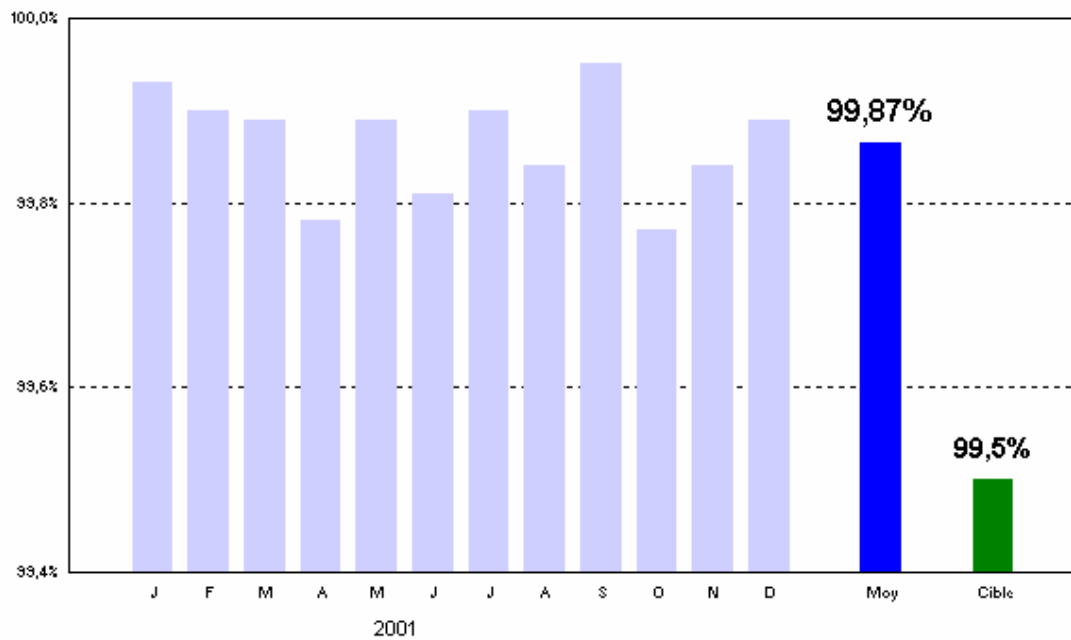
Optimisation de l'exploitation du réseau de transport

Critère CPS1 *



* Indicateur recommandé par le NERC pour mesurer la conformité de la fréquence de l'onde (60 Hz); l'indicateur est un % résultant des variations de fréquence et de l'effort de correction; plus le % est élevé, plus les variations de fréquence sont faibles; le seuil fixé par le NERC est de 100%.

Critère CPS2 *

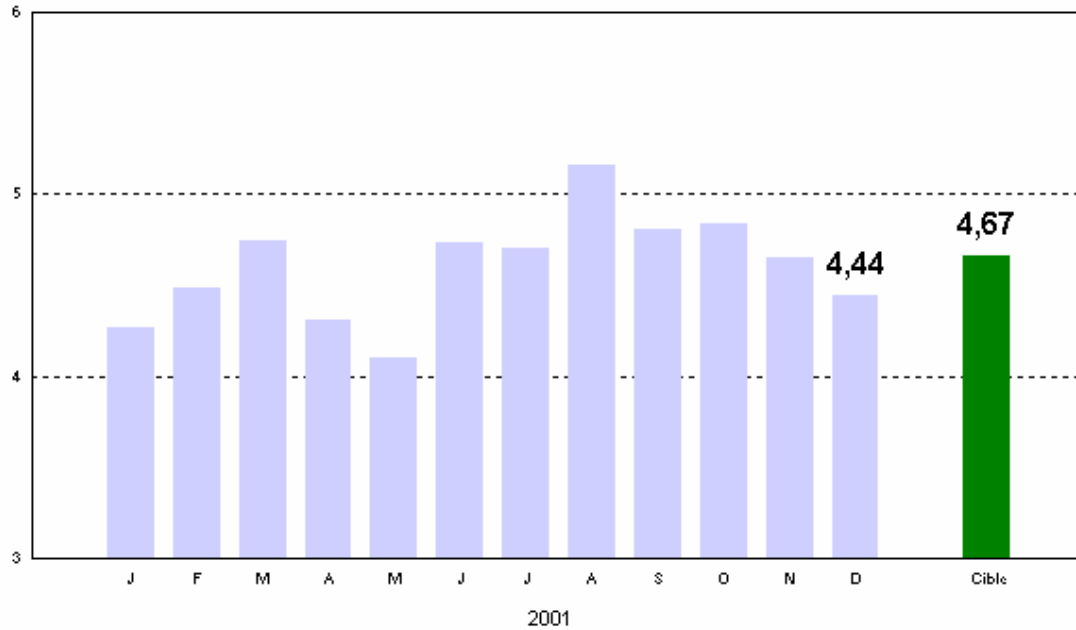


* Indicateur recommandé par le NERC pour mesurer le respect des variations moyennes de fréquence par rapport à une constante prédéterminée; le résultat présente le % du temps où les variations de fréquence sont respectées; le seuil fixé par le NERC est de 90%.

Responsabilité sociale

Fréquence des accidents travail *

(Assistance médicale + perte de temps)



* Nombre d'assistances médicales et de pertes de temps dues à des accidents du travail, par 200 000 heures travaillées.

