

# FORUM QUÉBÉCOIS SUR L'ÉNERGIE

Nouveau contexte énergétique au Québec et au Canada

**Le maintien de tarifs stables et compétitifs  
le point de vue des industriels**

Hôtel Inter-Continental, Montréal  
Les 30 septembre et 1er octobre 2002

Luc Boulanger, directeur exécutif  
AQCIÉ

## **Le maintien de tarifs stables et compétitifs le point de vue des industriels**

---

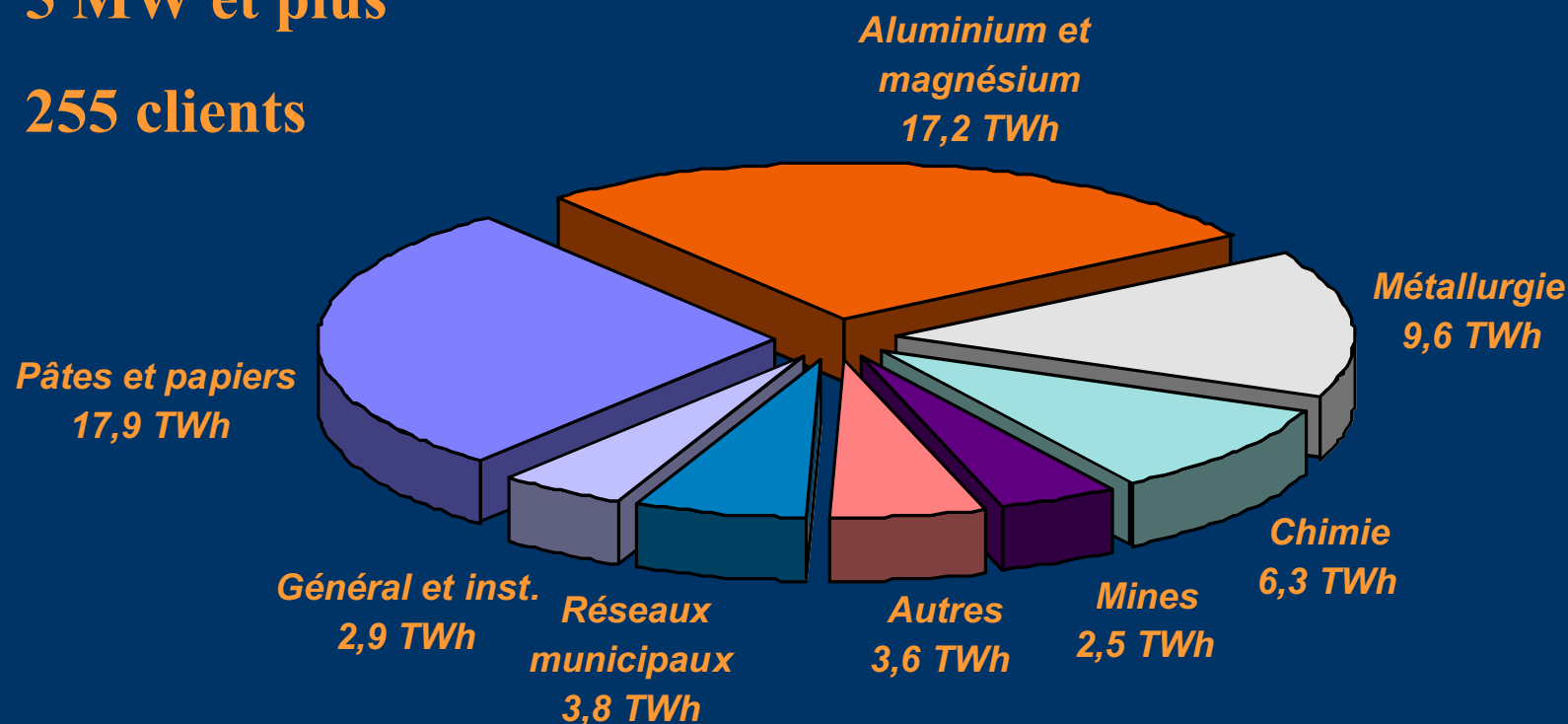
- introduction
- nature du marché industriel de la grande entreprise au Québec
- positionnement concurrentiel des tarifs industriels québécois
- interventions de l'AQCI/AIFQ pour l'amélioration de la compétitivité des tarifs industriels
- un plan d'approvisionnement qui assure la sécurité des approvisionnements
- un plan d'approvisionnement qui minimise l'impact à la hausse des tarifs industriels
- comment minimiser les hausses tarifaires:
  - ⇒ en matière de transport
  - ⇒ dans la demande de révision des tarifs de transport
  - ⇒ en matière de production
- conclusion

# Effacité énergétique Grandes entreprises

Ventes Grandes entreprises  
63,8 TWh

5 MW et plus

255 clients



## Ventes d'Hydro-Québec 2001

<b>Hydro-Québec</b>
---------------------

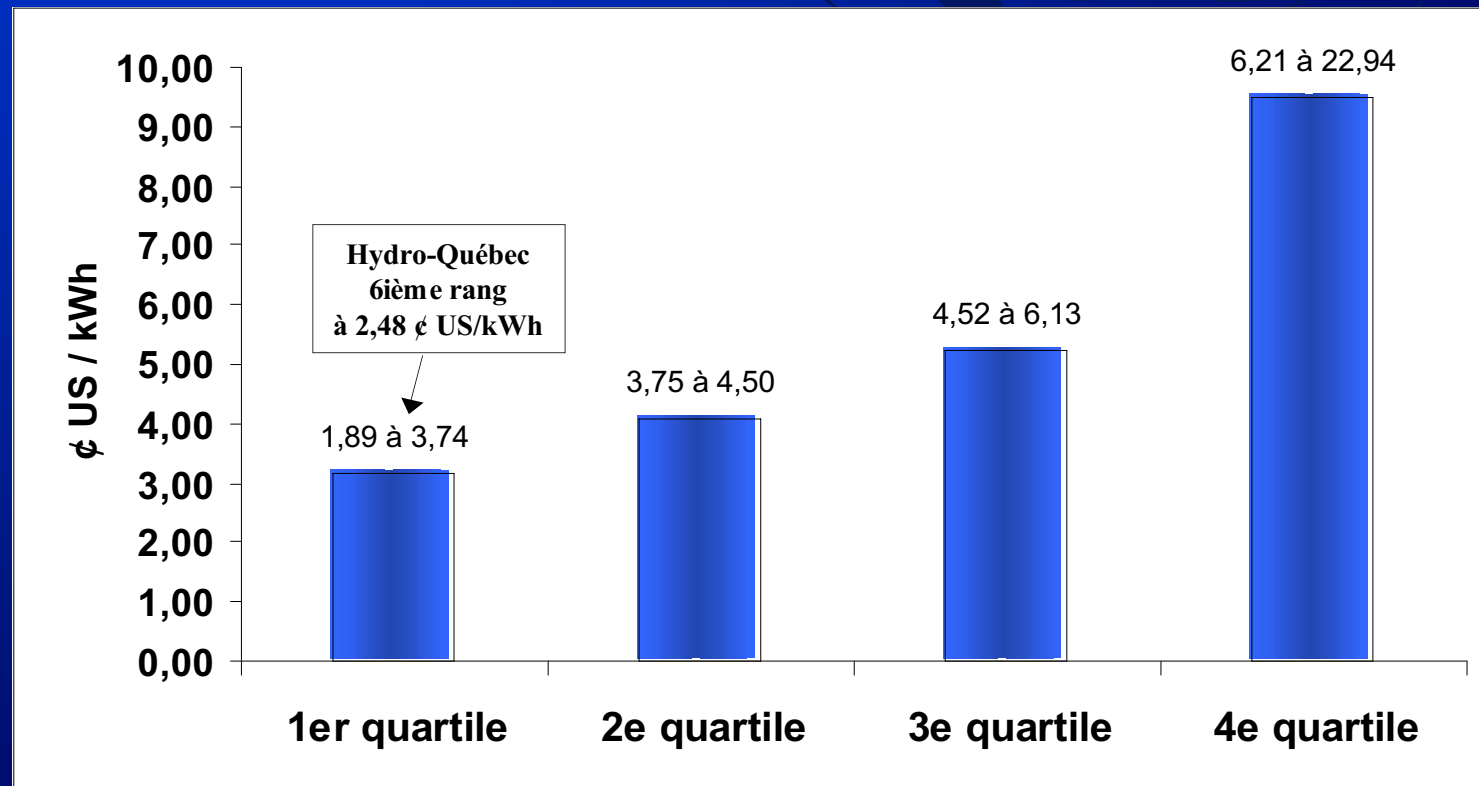
<u>Produit des ventes</u>	<u>GWh</u>	<u>M\$</u>
Au Québec	152 212	7 803
Hors Québec	42 814	3 120
<b>Total</b>	<b>195 026</b>	<b>10 923</b>

<b>DPVGE</b>
--------------

<u>Produit des ventes</u>	<u>GWh</u>	<u>M\$</u>	<b>Au Québec</b>		<b>Total</b>	
			<u>% MWh</u>	<u>% M\$</u>	<u>% MWh</u>	<u>% M\$</u>
<b>Total</b>	<b>63 826</b>	<b>2 196</b>	<b>42%</b>	<b>28%</b>	<b>33%</b>	<b>20%</b>

# Position concurrentielle - été 2001

*Comparaison des tarifs réguliers en Amérique du Nord  
(50 MW, F.U. 90%, 120 kV)*



- Source: Hydro-Québec et Edison Electric Institute, Summer 2001

# Position concurrentielle - été 2001

Rang par rapport au prix	Distributeur d'électricité	50 MW, 120 kV F.U. = 90 % ¢ US / kWh
1	Manitoba Hydro	1,8935
2	Puget Sound Power & Light Co.	1,9637
3	AEP (Kentucky Power)	2,0427
4	BC Hydro and Power Authority	2,2383
5	AEP (Kingsport Power)	2,3256
<b>6</b>	<b>Hydro-Québec</b>	<b>2,4775</b>
7	AEP (Appalachian Power)	2,6470
8	ATCO Electric	2,6654
9	PacifiCorp- Wyoming	2,6984
10	Kentucky Utilities Company	2,7680
11	Tennessee Valley Authority	2,8270
... / ...	... / ...	... / ...
82	Georgia Power	4,2956
... / ...	... / ...	... / ...
188	Maui Electric Company (Lanai)	22,9394

- Les tarifs d'électricité d'Ontario Hydro ne sont pas disponibles pour ce trimestre

## GENERAL SERVICE

### Customer-Owned Transformation Service at Transmission Voltage Exceeding 100 kV 100% Power Factor

	50 000 kW/ kV.A 31 000 000 kW.h	¢/kW.h
New Brunswick Power	\$1 533 800	4.948
Nova Scotia Power Corp.	\$1 514 800	4.886
SaskPower	\$1 332 935	4.300
Hydro Québec	\$1 181 450	3.811
Newfoundland & Labrador Hydro	\$1 126 880	3.635
BC Hydro	\$1 026 240	3.310
<b>Manitoba Hydro</b>	<b>\$ 899 800</b>	<b>2.903</b>

## GENERAL SERVICE

[http://www.hydro.mb.ca/your\\_service/  
er\\_general\\_customer.html](http://www.hydro.mb.ca/your_service/er_general_customer.html)

## TOU electricity tariff for urban customers with supplies greater than 1 MVA

Megarflex is a tariff applicable to urban customers with supplies greater than 1 MVA and who can shift their load to [defined time periods](#).

Connection fee: [Refer to table 1](#)

Capital costs:

**For a new connection, in order for Eskom to recover capital costs that are not covered by the tariff, a monthly charge and/or up-front payment may be applied in addition to the standard tariffs.**

Where applicable, the monthly charge for all existing and new connections will be subject to a rebate (not beyond extinction) at R2,00 per kW of chargeable demand.

Service charge:

**Charged per account and is based on the sum of the utilised capacity of all POD's linked to an account.**

> 1 MVA	R1 270,27 + VAT = R1 448,11
Key customers	R6 645,36 + VAT = R7 575,71

Administration charge:

**Determined by, and payable for, the utilised capacity of each POD linked to an account.**

> 1 MVA	R846,84 + VAT = R 965,40
Key customers	R888,21 + VAT = R1 012,56

Demand charge: **R8,17 + VAT = R9,31/kW**

Payable for each kW of the maximum chargeable demand supplied during the month measured over 30 minutes integrating periods, payable in peak or standard periods on weekdays and Saturdays. No demand charge is applicable during the off-peak periods.

Active energy charge:

High-demand season (June – August)		Low-demand season (September – May)
45,49c + VAT = 51,86c/kWh	Peak	13,92c + VAT = 15,87c/kWh
13,11c + VAT = 14,95c/kWh	Standard	9,21c + VAT = 10,50c/kWh
7,76c + VAT = 8,85c/kWh	Off-peak	6,94c + VAT = 7,91c/kWh

Reactive energy charge: **2,85c + VAT = 3,25c/kvarh**

Supplied in excess of 30% (0,96 PF) of kWh recorded during peak and standard periods. The excess reactive energy is determined per 30-minute integrating period and accumulated for the month.



# Comparaison coût Electrique Hydro-Québec vs Eskom (Afrique du sud)

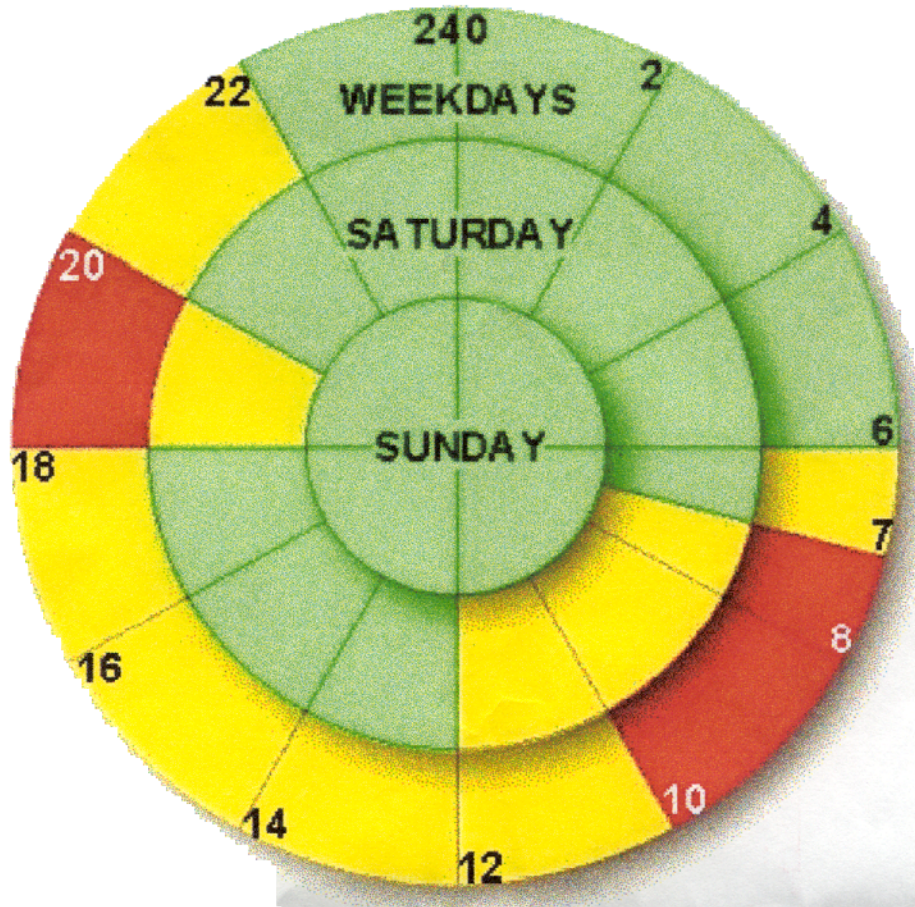
## Hydro-Québec

- \* Source Hydro-Electrique
- \* Gel des tarifs 1998-2004  
avantage  $12\% < \text{inflation}$

## Eskom

- \* Thermique au Charbon
- \* Augmentations des tarifs  $<$   
inflation 1992-2000 de 35%
- \* Coût de \$0.019/kwh cdn avec  
un fx de .124 US/rand ( \$0.012  
@ .083 US/rand jan 2002)
- \* Tarif hors pointe

# Time of Use Chart



PEAK
  STANDARD
  OFF-PEAK

• High demand season (June, July and August)

• Low demand season (September to May)

## Tarif de l'énergie hors pointe ESKOM

Exprimé en \$0.00 cda  
 valeur cda = .64  
 valeur rand = .09

Peak	Std.	Off- P
15%	37%	48%
7.6¢	2.2¢	1.3¢
2.3¢	1.5¢	1.2¢

**FOREIGN EXCHANGE RATES FOR SEPTEMBER,2002 TRANSACTIONS**

		U.S. \$ PER UNIT	CURR. UNIT PER U.S. \$	CDN. \$ PER UNIT
AUSTRALIA	(AUD)	0.55099	1.81490	0.86021
AUSTRIA	(ATS)	0.07151	13.98322	0.11165
BELGIUM	(BEF)	0.02439	40.99341	0.03808
BRAZIL	(BRC)	0.31883	3.13650	0.49775
CANADA	(CAD)	0.64053	1.56120	1.00000
CHINA	(REN)	0.12082	8.27670	0.18863
DENMARK	(DKK)	0.13254	7.54500	0.20692
FINLAND	(FIM)	0.16551	6.04205	0.25839
FRANCE	(FRF)	0.15002	6.66584	0.23421
GERMANY	(DEM)	0.50314	1.98751	0.78550
HONG KONG	(HGD)	0.12821	7.80000	0.20015
INDIA	(INR)	0.02062	48.49000	0.03220
INDONESIA	(IND)	0.00011	8865.00	0.00018
IRELAND	(IEP)	1.24950	0.80032	1.95071
ITALY	(ITL)	0.00051	1967.63757	0.00079
JAPAN	(JPY)	0.00846	118.18500	0.01321
MADAGASCAR	(MGF)	0.00015	6715.19	0.00023
MALAYSIA	(MRG)	0.26316	3.80000	0.41084
MEXICO	(MXP)	0.10072	9.92900	0.15724
NETHERLANDS	(NLG)	0.44655	2.23941	0.69715
NEW ZELAND	(NZD)	0.46770	2.13810	0.73018
NORWAY	(NOK)	0.13309	7.51390	0.20777
PHILIPPINES	(PHD)	0.01931	51.77500	0.03015
PORTUGAL	(PTE)	0.00491	203.72981	0.00766
SINGAPORE	(SND)	0.57159	1.74950	0.89237
SOUTH AFRICA	(ZAR)COMM.	0.09401	10.63700	0.14677
SOUTH KOREA	(WON)	0.00083	1201.05	0.00130
SPAIN	(ESP)	0.00591	169.08145	0.00923
SWEDEN	(SEK)	0.10741	9.31030	0.16769
SWITZERLAND	(CHF)	0.66997	1.49260	1.04596
TAIWAN	(NTD)	0.02925	34.18500	0.04567
THAILAND	(THB)	0.02369	42.21000	0.03699
TURKEY	(TUR)	0.000001	1632000.00	0.000001
UNITED KINGDOM	(GBP)	1.54920	0.64549	2.41861
UNITED STATES	(USD)	1.00000	1.00000	1.56120
EUROLAND	(EUR)	0.98406	1.01620	1.53631

SOURCE: THE FINANCIAL TIMES-LONDON, 30-AUGUST-2002

TREASURY DEPT, 30-AUGUST-2002  
(STEPHANE JEAN-QIT SOREL)



# Ventes d'Hydro-Québec 2001

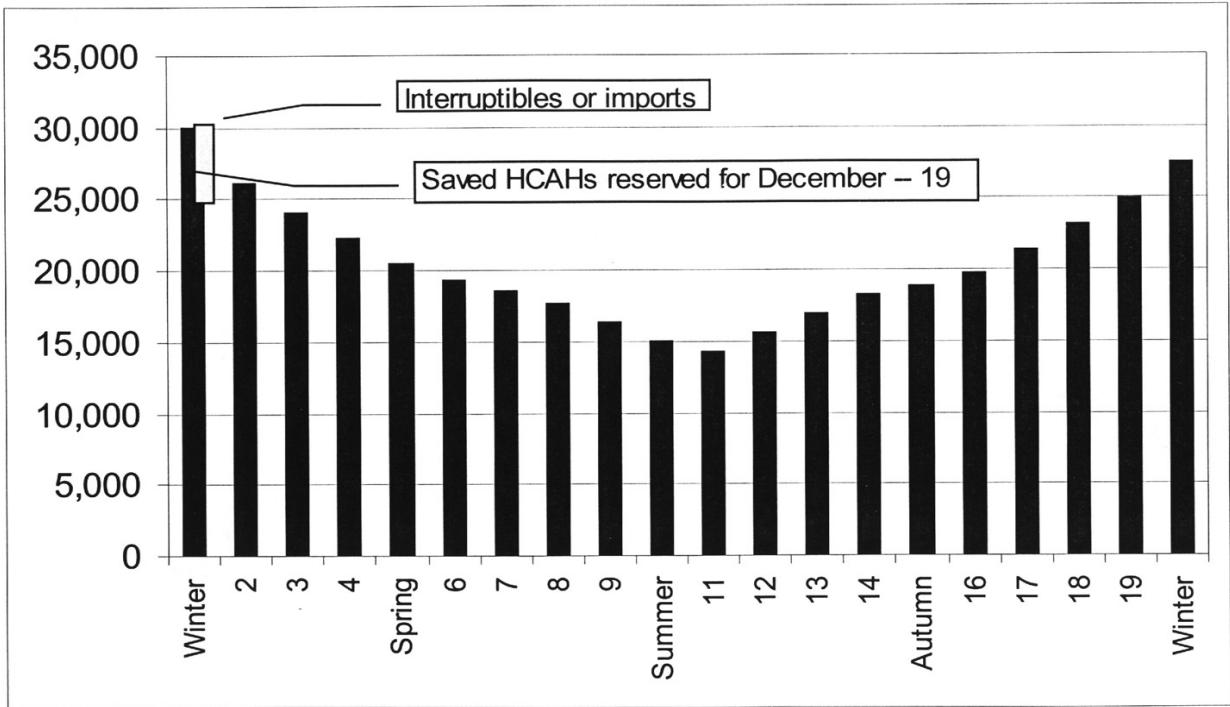
## Hydro-Québec

<u>Produit des ventes</u>	<u>GWh</u>	<u>M\$</u>
Au Québec	152 212	7 803
Hors Québec	42 814	3 120
<b>Total</b>	<b>195 026</b>	<b>10 923</b>

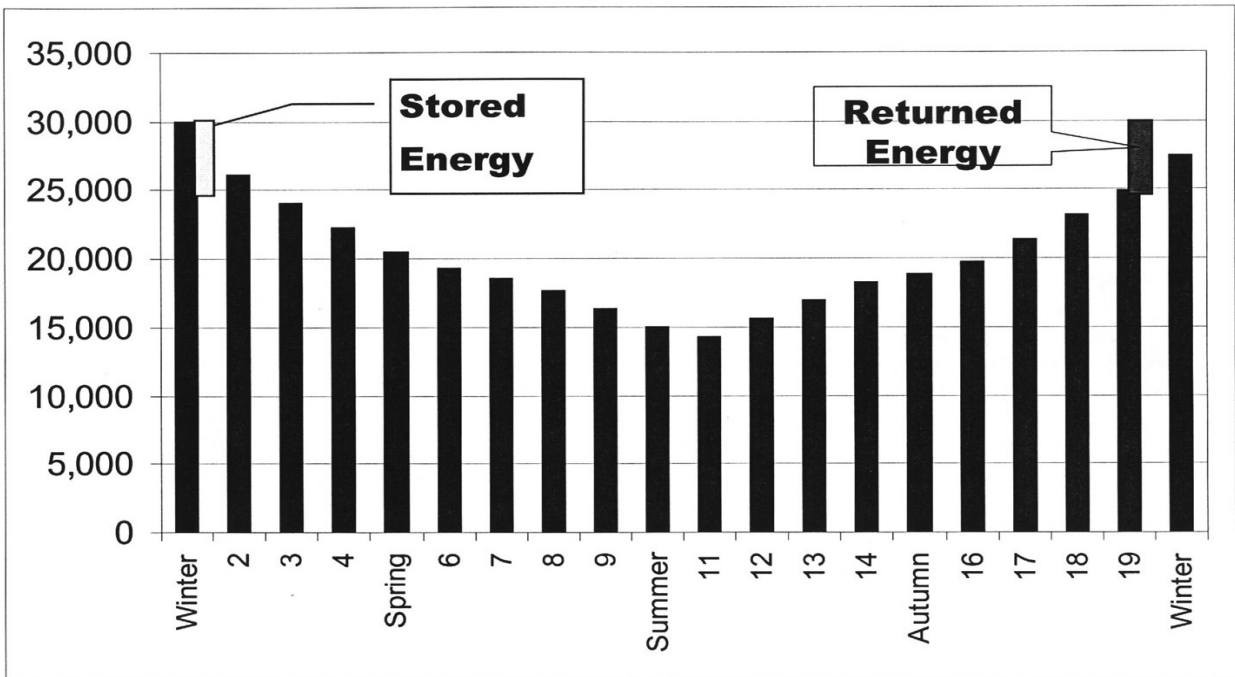
## DPVGE

	<u>GWh</u>	<u>M\$</u>	<b>Au Québec</b>		<b>Total</b>	
			<u>% MWh</u>	<u>% M\$</u>	<u>% MWh</u>	<u>% M\$</u>
AIFQ	18 738	687	12%	9%	10%	6%
AQCIE	38 086	1 203	25%	15%	20%	11%
Autre	7 002	306	5%	4%	4%	3%
<b>Total</b>	<b>63 826</b>	<b>2 196</b>	<b>42%</b>	<b>28%</b>	<b>33%</b>	<b>20%</b>

# Saving Capacity



# Storing Energy in the System



## **plan d'approvisionnement R-3470 - phase II**

**décision D-2002-169 du 2 août 2002**

### **approvisionnements additionnels et stratégie approuvée**

⇒ le 400 MW entièrement modulable

“La Régie note que le Distributeur reconnaît que certaines options présentent un potentiel d'énergie et de puissance additionnelles et compte y faire appel dans une certaine mesure. Toutefois, étant donné que la demande d'énergie peut être soumise à un aléa important, qu'il y a des délais de réalisation de plusieurs années, qu'il serait imprudent de ne compter que sur les marchés de court terme et que le stockage et la puissance interruptible ne fournissent pas d'énergie additionnelle, la Régie convient avec le Distributeur que ce dernier a besoin de flexibilité et d'autonomie pour répondre à des scénarios de demande plus élevée et considère appropriée l'acquisition d'un produit de 400 MW entièrement modulable”

⇒ puissance et énergie interruptible

“La preuve montre que les besoins additionnels en puissance de pointe du réseau, pour lesquels le service interruptible est généralement utilisé, sont quasi inexistantes jusqu'à l'horizon 2009. Cependant, la Régie croit que le Distributeur pourrait envisager ce produit notamment pour accroître sa flexibilité dans la gestion des pointes de charge imprévues et des besoins d'énergie. Le Distributeur doit pousser plus loin l'analyse du rôle que peut jouer ce produit dans le plan d'approvisionnement et présenter à la Régie les résultats de cette analyse dans son prochain plan. Le distributeur, à la même occasion, fera rapport à la Régie des discussions en cours avec les différents groupes de clients potentiellement intéressés par ces nouveaux programmes”

**LISTE PRÉLIMINAIRE SUJETTE À MODIFICATIONS-LE 14 JUIN 2002**

**LISTE DES SOUMISSIONS ACCEPTÉES À L'OUVERTURE DES SOUMISSIONS**

NOM DU SOUMISSIONNAIRE	TYPE DE CENTRALE	LOCALISATION DE LA CENTRALE	PUISSANCE OFFERTE (MW)	DATE DE DISPONIBILITÉ
Northland Power Income Fund	Cycle combiné au gaz naturel	Rouyn-Noranda	116	Mars 2007
TransCanada Energy Limited	Cogénération au gaz naturel	Montréal	186	Mars 2007
TransCanada Energy Limited	Cogénération au gaz naturel	Bécancour	547	Mars 2007
Atco Power Canada Limited / Innergex II / Kruger Inc.	Cogénération au gaz naturel	Trois-Rivières	250	Mars 2007
PG&E National Energy Group	Cycle combiné au gaz naturel	Notre-Dame-de-Portneuf	580	Mars 2007
Biothermica International Inc	Cycle combiné au gaz naturel	Montréal	14	Mars 2007
Borex Inc. / Société en commandite Gaz Métropolitain par son associé commandité Gaz Métropolitain Inc.	Cogénération au gaz naturel	Temiscaming	214	Mars 2007
Borex Inc. / Société en commandite Gaz Métropolitain par son associé commandité Gaz Métropolitain Inc.	Cogénération au gaz naturel	St-Jérôme	205	Mars 2007
Hydro-Québec Production	Hydraulique avec réservoir	Radisson	400	Mars 2007
Hydro-Québec Production	Hydraulique au fil de l'eau	Municipalité de la Baie James	200	Mars 2007
Hydro-Québec Production	Hydraulique avec réservoir	Radisson	350	Mars 2007
Domtar Inc.	Cogénération au gaz naturel	Gatineau	42,2	Mars 2007
Domtar Inc.	Cogénération au gaz naturel	Windsor	18,85	Mars 2007
Calpine Canada Power Corporation and Groupe Axor Inc. Partnership	Cycle combiné au gaz naturel	Varenes	600	Mars 2007
Air Liquide Canada Inc.	Cogénération au gaz naturel	Varenes	47	Mars 2007
Kruger Inc.	Cogénération à la biomasse forestière et à la biomasse urbaine	Sherbrooke	9,9	Mars 2007
SNC Lavalin Inc.	Cycle combiné au gaz naturel	Granby	275	Mars 2007
SNC Lavalin Inc.	Cycle combiné au gaz naturel	Bécancour	275	Mars 2007
SNC Lavalin Inc.	Cycle combiné au gaz naturel	Bécancour	366	Mars 2007



## tarif de transport R-3401 - décision

- **taux de rendement**

Coalition industrielle	TransÉnergie	Régie
⇒ taux sans risque 6,00 %	⇒ taux sans risque 6,00 %	⇒ taux sans risque 6,00 %
⇒ prime de risque du marché 4,50 %	⇒ prime de risque du marché 6,60 %	⇒ prime de risque du marché 6,44 %
⇒ Béta .50	⇒ Béta .65	⇒ Béta .53
⇒ prime de risque TransÉnergie 2,25 %	⇒ prime de risque TransÉnergie 4,60 %	⇒ prime de risque TransÉnergie 3,66 %
⇒ taux rendement 8,25 %	⇒ taux rendement 10,6 %	⇒ taux rendement 9,66 %

La Régie maintient l'approche qu'elle a établie dans sa décision D-99-11 du 10 février 1999 (Gaz naturel) en ce qui concerne l'établissement de la prime de risque de marché.

Le taux de TransÉnergie demeure inférieur à celui de Gaz Métro qui est de 9,8 %

## **impacts: transport**

---

⇒ base de tarification:	14 280 573 000 \$
⇒ structure de coût total:	30 % - 70 %
⇒ avoir pro. S.:	4 284 171 900 \$
⇒ revenus requis @ 10,6 % rendement:	459 519 000 \$
(base initiale 14 250 273 000)	
⇒ revenus requis @ 9,66 % rendement:	413 851 000 \$
⇒ impact à la baisse sur l'ensemble des tarifs:	(45 668 000 \$)
⇒ impact à la baisse sur le tarif L (24 % revenus):	(10 960 000 \$)
⇒ impact à la baisse sur le tarif L (AIFQ 8 % revenus):	(3 653 5000 \$)
⇒ impact à la baisse sur le tarif L (AQCIÉ 13 % revenus):	<b><u><u>(5 937 000 \$)</u></u></b>

Taux de rendement

## **TRANSPORT: enjeux**

- **Évolution du coût de service entre 1997 et 2001:**
  - H.-Q. propose d'augmenter de 183 M \$ sur 1997 à 2,685 M \$
  - Le revenu requis de 1997 approuvé sans examen
  - Le rendement alloué sur les chiffres de 1997 est de 11,5%, soit presque le double du 6,2 % indiqué au rapport annuel 1997, pour un écart de 192 M \$
  - Le revenu requis de 1997 comprend une surpondération des frais financiers provoquant un écart à la hausse de 85 M \$
  - Le revenu requis de 1997, ainsi corrigé, comporte plutôt une augmentation de 453 M \$ ou 20,3 % sur 4 ans, alors qu'H.-Q. argumente 7 % (moins que l'inflation)
  - La Régie doit faire preuve de prudence dans l'analyse des projections d'Hydro-Québec pour 2001 et se doter des outils nécessaires pour en contrôler l'exactitude

Catégorie	Revenu requis		Écart	
	1 CP	12 CP	(M\$)	(%)
Domestique	1 185 M\$ <i>2,14 ¢/kWh</i>	961 M\$ <i>1,74 ¢/kWh</i>	(224 M\$) -	-19% -
Petite puissance	202 M\$ <i>1,42 ¢/kWh</i>	215 M\$ <i>1,51 ¢/kWh</i>	13 M\$ -	7% -
Moyenne puissance	279 M\$ <i>1,09 ¢/kWh</i>	346 M\$ <i>1,35 ¢/kWh</i>	67 M\$ -	24% -
Grande puissance	449 M\$ <i>0,99 ¢/kWh</i>	520 M\$ <i>1,15 ¢/kWh</i>	71 M\$ -	16% -
Contrats particuliers	201 M\$ <i>0,89 ¢/kWh</i>	277 M\$ <i>1,23 ¢/kWh</i>	76 M\$ -	38% -
Autres tarifs	70 M\$ <i>1,50 ¢/kWh</i>	66 M\$ <i>1,42 ¢/kWh</i>	(4 M\$) -	-6% -
Charge locale	2 385 M\$	2 385 M\$	-	-
Point à point	289 M\$	289 M\$	-	-
Total	2 674 M\$	2 674 M\$	-	-

## Le réseau

Au centre de conduite du réseau, des employés s'affairent jour et nuit à satisfaire l'équilibre offre-demande de manière sécuritaire et à réaliser des transactions, afin de répondre aux besoins grandissants d'une clientèle variée.



## **TRANSPORT: enjeux**

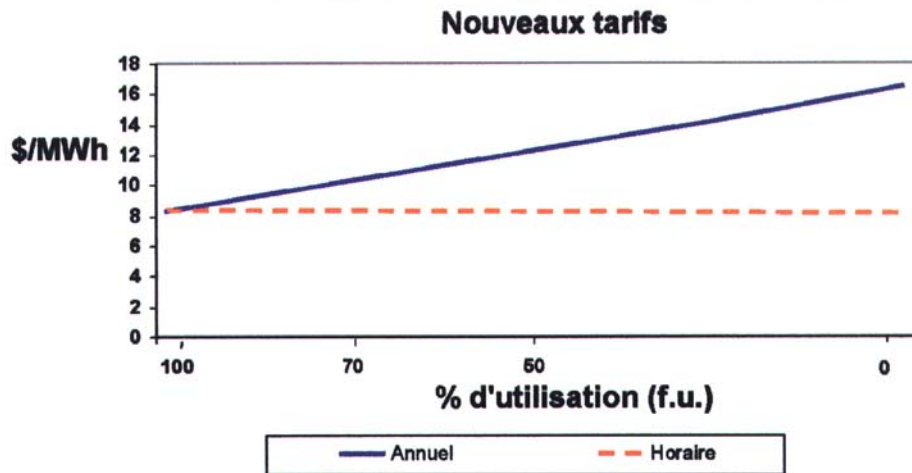
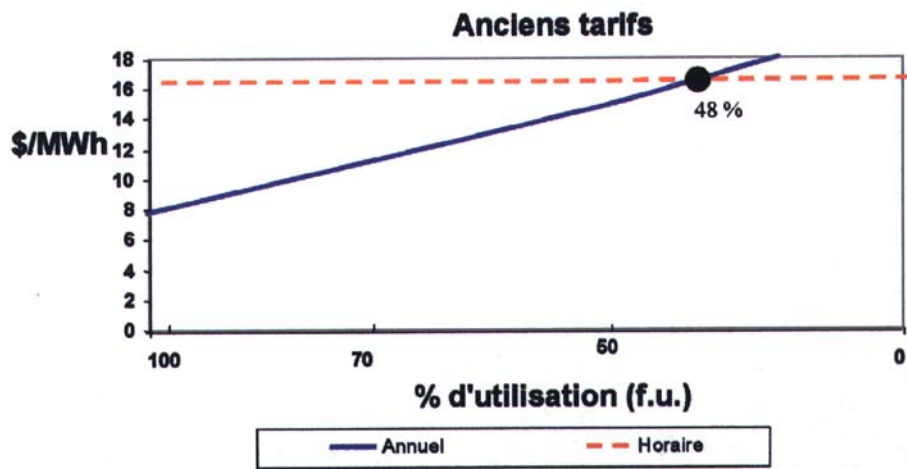
- **tarification uniforme (timbre-poste) vs dégroupement**
  - **Hydro-Québec propose le timbre-poste sans allocation spécifique du coût des différentes fonctions du réseau selon les services offerts**
    - **alternative proposée: une tarification dégroupée reflétant les coûts encourus en fonction de l'utilisation effective de chacune des grandes fonctions du réseau: gathering, transport et interconnexions**
      - **producteurs privés et autres usagers qui n'utilisent pas les actifs de gathering paieraient un tarif excluant les coûts associés à ces actifs en particulier**
      - **H.-Q. Production (exportations) et le Distributeur (charge locale) continuent à payer pour l'ensemble des actifs du réseau de transport**
      - **proposition d'un rabais intérimaire de 25 %**

## **TRANSPORT: enjeux**

- **la politique de rabais**
  - **la politique proposée par Hydro-Québec est purement discrétionnaire, arbitraire et favorise implicitement H.-Q. Production au détriment des autres usagers du réseau**
  - **encadrement de l'octroi de rabais par une politique objective, transparente et non discriminatoire comportant des normes et barèmes d'application générale**
  - **les rabais doivent promouvoir l'utilisation optimale du réseau et la maximisation des revenus plutôt que d'en décourager l'usage**

	Tarifs en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> mai 1997 (anciens tarifs)	Tarifs en voie d'approbation par la Régie (nouveaux tarifs)	Variation (Nouveaux vs anciens tarifs)	Tarifs en voie d'approbation par la Régie (réduits de 25%)	Variation (Nouveaux vs anciens tarifs)
Annuel (\$/kW-an)	71,09	72,91	+ 2,6%	72,91	+ 2,6%
Mensuel (\$/kW-mois)	8,01	6,08	- 24 %	4,56	- 43 %
Hebdomadaire (\$/kW-semaine)	2,00	1,40	- 30 %	1,05	- 48 %
Quotidien ferme (\$/kW-jour)	0,40	0,28	- 30 %	0,21	- 48 %
Quotidien non ferme (\$/kW-jour)	0,40	0,20	- 50 %	0,15	- 63 %
Horaire (\$/MW-heure)	16,69	8,33	- 50 %	6,25	- 63 %





## tarif de fourniture R-3477

### ⇒ Impacts sur les tarifs de fourniture 2001 et 2002

Réduction du tarif "L" de 11,9 % en 2001 et de 11,8 % en 2002

Scenario: Cumulative Effects, Excluding Special Contracts Class (2001 Base)

Calculation of Energy Rates				Pct. Change from 2001 Base
Rate Class	Load Factor	Energy Loss Factor	Energy Rate cents/kWh	
D et DM	38.4%	10.2%	3.34	3.6%
DH	44.1%	10.2%	3.13	0.6%
G et à forfait	50.8%	10.2%	2.94	1.2%
G-9	77.6%	9.9%	2.51	-11.0%
M	65.5%	9.3%	2.64	-2.0%
L	108.3%	5.6%	2.19	-11.9%
H	83.7%	6.2%	2.37	-6.5%
DT	62.6%	10.2%	2.71	0.2%
Tarifs d'éclairage public sentinelle	45.4%	10.2%	3.09	16.5%
Contrats spéciaux				
<b>Distributeur - électricité patrimoniale</b>	<b>55.8%</b>	<b>8.6%</b>	<b>2.7900</b>	<b>0.0%</b>

Source: Derived per HQ formula in Annexe 1.

Exhibit 14: Hydro Québec Energy Rates

Scenario: Cumulative Effects, Excluding Special Contracts Class (2002 Base)

Calculation of Energy Rates				Pct. Change from 2001 Base
Rate Class	Load Factor	Energy Loss Factor	Energy Rate cents/kWh	
D et DM	38.6%	10.4%	3.33	3.2%
DH	43.9%	10.4%	3.13	0.6%
G et à forfait	50.4%	10.3%	2.95	1.4%
G-9	75.4%	10.1%	2.53	-10.3%
M	64.2%	9.4%	2.66	-1.4%
L	106.8%	5.6%	2.19	-11.8%
H	82.4%	6.3%	2.37	-6.2%
DT	61.6%	10.4%	2.72	0.7%
Tarifs d'éclairage public sentinelle	45.2%	10.4%	3.09	16.5%
<b>Distributeur - électricité patrimoniale</b>	<b>55.6%</b>	<b>8.7%</b>	<b>2.7900</b>	<b>0.0%</b>

Source: Derived per HQ formula in Annexe 1.

Exhibit 16: Hydro Québec Energy Rates

## **tarif de fourniture R-3477**

⇒ **Diminution du tarif L de 2,48 ¢/kWh à 2,19 ¢/kWh**

consommation industrielle "L" Québécoise (2001): 63,826 GWh  
63,826,000,000 kWh X \$0.0029 = **185,1 M \$**

consommation des membres de l'AQCIE (2001): 38,086 GWh  
38,086,000,000 kWh X \$0.0029 = **110,5 M \$**

consommation des membres de l'AIFQ (2001): 18,738 GWh  
18,738,000,000 kWh X \$0.0029 = **54,3 M \$**