

**Objet :   Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à  
Bécancour  
Réponses aux questions du BAPE**

- a. La politique énergétique 2030 prévoit, entre autres, améliorer de 15 % l'efficacité énergétique et augmenter de 25 % la production totale d'énergie renouvelable.

À combien de mégawatts correspondent 15 % d'efficacité énergétique et 25 % de la production totale d'énergie renouvelable?

- **Appartient au gouvernement du Québec – MERN**

- b. Tracer un portrait financier des coûts du contrat initial avec TCE jusqu'à ce, incluant les frais liés à l'achat d'électricité et les compensations annuelles pour inactivité, versées et à verser. Préciser les montants annuels, ainsi que totaux.

- Indiquer le nombre de KWh produits sur cette période.

- **(Réponse à venir)**

- c. Tracer un portrait des coûts du contrat total s'il avait été prolongé jusqu'en 2026, sans modification

- **(Réponse à venir)**

- d. Tracer les estimations financières du contrat actuel, selon les récentes ententes approuvées par la Régie de l'énergie, de 2018 jusqu'en 2036 (achat d'électricité pour 100 heures et compensations annuelles versées pour inactivité).

- **(Réponse à venir)**

- e. Décrire la projection annuelle de la demande d'électricité au Québec et de l'offre par Hydro Production (20 ans)

- **Ci-après les plus récents bilans en énergie et en puissance du Distributeur, tels que déposés à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur.**

**Source :** [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205\\_PlanAppro2014-2023/HQD\\_EtatAvancement2015\\_30oct2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf)

## BILAN EN ÉNERGIE (TWh)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>188,1</b>	<b>184,9</b>	<b>186,2</b>	<b>187,4</b>	<b>188,8</b>	<b>190,9</b>	<b>190,1</b>	<b>191,4</b>	<b>192,8</b>
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	4,3	3,3	3,3	3,3	3,5	4,0	4,0	4,3	4,5
TransCanada Energy	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	8,3	9,4	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Biomasse et petite hydraulique	1,9	2,0	2,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Achats d'énergie	3,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,3
<b>Surplus</b>	<b>(8,5)</b>	<b>(9,0)</b>	<b>(9,3)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(8,7)</b>	<b>(7,3)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(7,4)</b>	<b>(6,5)</b>

## BILAN EN PUISSANCE (MW)

	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Besoins à la pointe visés par le Plan</b>	<b>38 049</b>	<b>38 498</b>	<b>38 774</b>	<b>39 131</b>	<b>39 447</b>	<b>39 640</b>	<b>39 962</b>	<b>40 288</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 585	3 663	3 895	4 087	4 120	4 141	4 174	4 208
<b>Besoins à la pointe incluant la réserve</b>	<b>41 634</b>	<b>42 161</b>	<b>42 669</b>	<b>43 218</b>	<b>43 567</b>	<b>43 781</b>	<b>44 136</b>	<b>44 496</b>
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
TransCanada Energy <sup>(1)</sup>	-	-	570	570	570	570	570	570
Autres contrats de long terme	1 366	1 673	1 972	1 986	1 986	1 986	1 986	1 986
▪ Éolien <sup>(2)</sup>	1 067	1 336	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	299	337	487	502	502	502	502	502
Gestion de la demande en puissance	1 350	1 050	1 050	1 075	1 125	1 150	1 150	1 150
▪ Électricité interruptible	1 290	850	850	850	850	850	850	850
▪ Électricité interruptible (option)	1 140	850	850	850	850	850	850	850
▪ Contrats d'interruptible avec Alouette	150	-	-	-	-	-	-	-
▪ Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées (AO 2014-01)	500	300	50	-	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	-	-	-	500	500	500	500	500
<b>Puissance additionnelle requise</b> (Besoins arrondis au 50 MW près)	<b>150</b>	<b>850</b>	<b>1 300</b>	<b>750</b>	<b>800</b>	<b>1 000</b>	<b>1 250</b>	<b>1 600</b>

Note (1) : Contribution potentielle de la centrale de TCE en 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par le Distributeur.

Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016).

- f. Comparer des coûts de revient du kWh pour Hydro-Québec entre le scénario des 100 heures achetées au prix moyen (gaz naturel liquéfié) vs approvisionnement actuel sur les marchés lors des pointes (**moyenne 5 ans**).
- **Le Distributeur doit acquérir des moyens de puissance qui lui permettent de sécuriser ses approvisionnements en énergie, lorsque requis.**
  - **Les marchés de puissance de court terme offrent une marge de manœuvre afin de combler des besoins résiduels et d'équilibrer le bilan avant le début de chaque hiver, de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC. Cette marge de manœuvre est établie sur la base de trois conditions :**
    - **Présence d'un marché de court terme ;**
    - **Capacité suffisante des interconnexions ;**

- **Présence de contreparties qui dispose de capacités accessibles.**
  - **La capacité théorique des marchés de court terme est de 1 100 MW alors que les besoins du Distributeur dépasseront les 40 000 MW à l'horizon 2022-2023. Le Distributeur doit donc acquérir des moyens de long terme garantis qui lui permettent d'assurer la fiabilité des approvisionnements de sa clientèle.**
  - **Les ententes conclues avec TCE et GM correspondent à une garantie d'approvisionnement de long terme. À ce titre, le coût des ententes doit être comparé à celui d'un service équivalent, tel que celui obtenu suite à l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW de puissance long terme).**
  - **Coût moyen des ententes avec TCE et GM = 55 \$/kW-an  
Coût moyen du plus récent appel d'offres de puissance (500 MW) = 106 \$/kW-an**
- g. Illustrer les caractéristiques suivantes des périodes de pointes :
- **Durée moyenne en heures des périodes de pointes hivernales**
  - **La durée moyenne et l'intensité des périodes de pointes hivernales fluctuent énormément d'une année à l'autre, essentiellement à cause des différents aléas climatiques qui surviennent durant l'hiver. La période de pointe est d'environ une centaine d'heures par hiver concentré entre 6h à 9h le matin et 16h à 20h le soir.**
  - **Les ententes permettent d'assurer une fiabilité d'approvisionnement durant une centaine d'heures par hiver et une flexibilité qui permettront des approvisionnements au cours des heures typiques de pointe hivernale (6h à 9h le matin et 16h à 20h le soir) .**
  - **Fréquences hebdomadaires, mensuelles et annuelles de ces pointes (historique sur 10 ans)**
  - **Les périodes de pointe ne se caractérisent pas de façon quantitative, car elles fluctuent énormément d'une année à l'autre, il est donc impossible d'en mesurer la fréquence. La donnée utilisée par Hydro-Québec comme «valeur à la pointe hivernale» est la valeur maximale de la demande en électricité atteinte annuellement.**
  - **Historique sur 10 ans de la demande en période de pointe et projections sur 5 ans**

**Historique des besoins de puissance du Distributeur, à la pointe d'hiver  
en MW**

	2006 -2007	2007 -2008	2008 -2009	2009 -2010	2010 -2011	2011 -2012	2012 -2013	2013 -2014	2014 -2015	2015 -2016
<b>Réel</b>	35 596	34 902	36 552	34 343	37 500	35 140	38 472	38 822	38 522	37 157
<b>Climatique</b>	496	-788	862	-1 707	670	-1 900	1 075	1 303	835	-554
<b>Normalisé</b>	35 100	35 690	35 690	36 050	36 830	37 040	37 397	37 519	37 687	37 711

**Pour la projection 5 ans, voir la réponse à la question « e », ci-haut.**

- Description de l'approvisionnement extérieur lors des pointes (fournisseurs, quantité et coûts au kWh) (historique de 10 ans)
- **Le tableau de l'Annexe 2 présente les coûts d'approvisionnements effectués sur les marchés de court terme pour chacune des journées de pointe des 10 dernières années. Ces coûts correspondent à des achats d'énergie.**
- **Le Distributeur rappelle que les ententes avec TCE et GM correspondent à l'acquisition d'un moyen de puissance qui permettront d'assurer des livraisons d'énergie durant une centaine d'heures par année.**
- Historique des coûts annuels d'achat d'électricité pour combler le déficit occasionnel (10 ans)
- **Le tableau présente les coûts annuels d'achat d'électricité sur les marchés court terme.**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TWh	2,3	1,6	0,9	1,1	0,7	0,6	0,3	2,4	2,7	3,0
M\$	253,1	154,9	70,1	82,8	47,0	30,7	10,9	167,1	502,6	252,5
\$/MWh	108,01	98,71	80,66	77,29	65,92	51,03	43,33	68,99	183,80	84,27

- h. Depuis 10 ans, indiquer le nombre de périodes où Hydro-Québec n'a pas pu obtenir les MWh requis et l'ampleur du déficit s'il y a lieu.
  - **Le Distributeur a toujours assuré la fiabilité des approvisionnements, selon les critères établis par la Régie de l'énergie et le NPCC (Northeast Power Coordinating Council), en faisant l'acquisition de moyens pour y parvenir.**
  - **Ainsi, le Distributeur observe des besoins croissants en puissance (voir la réponse « e ») qui nécessiteront la mise en place de moyens additionnels fiables, dont la centrale de TCE en période de pointe.**

i. Pour les 5 dernières années, en période de pointes, quels étaient les prix de l'électricité sur le marché libre?

- **Le tableau qui suit présente les prix moyens observés de l'énergie lors des périodes de pointe des 5 dernières années.**

	New York \$US/MWh	Nouvelle- Angleterre \$US/MWh	Ontario \$Can/MWh
08-janv-15	93,97	107,60	50,78
22-janv-14	289,60	287,29	211,65
23-janv-13	112,63	196,02	167,29
16-janv-12	51,30	59,18	27,89
24-janv-11	162,95	185,89	61,39

j. Indépendamment des limites d'interconnexion, de l'énergie était-elle disponible sur les marchés voisins en quantité suffisante pour répondre à nos besoins durant les pointes hivernales?

- **Tout d'abord, le Distributeur ne peut faire abstraction des limites des interconnexions. Ces limites de transit ainsi que les contraintes de transport lié à l'acheminement de moyens pouvant contribuer en puissance contraignent le Distributeur dans l'acquisition de moyens afin d'assurer sa fiabilité.**
- **Les réseaux voisins déposent aussi un bilan de fiabilité à la pointe («Reliability Assessment») détaillant les marges disponibles au NPCC. Ils peuvent être consultés dans les rapports du NPCC, à l'adresse suivante : <https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/Forms/Public%20List.aspx>**
- **Le rapport pour l'hiver 2015-2016 est disponible à l'adresse suivante : [https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/2015-16W\\_NPCC%20Seasonal%20Assessment%20-%20Final%20Report%20-%20Posted%20NPCC%20Web%20Site%2020151204.pdf](https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/2015-16W_NPCC%20Seasonal%20Assessment%20-%20Final%20Report%20-%20Posted%20NPCC%20Web%20Site%2020151204.pdf)**

k. Pendant les périodes de pointe, quels étaient les niveaux de vente de HQP hors Québec en volume et en dollars pour les 10 dernières années? Distinguer les contrats fermes et le marché spot.

- **(Réponse à venir)**

l. Indiquer le bilan des émissions de GES des réservoirs d'eau par MW (émissions moyennes)

- **(Réponse à venir)**

m. Déposer les prévisions de l'état des réserves d'eau des réservoirs en hiver jusqu'en 2040.

▪ **(Réponse à venir)**

n. Concernant l'approvisionnement en période de pointe hivernale, quelles sont les autres sources d'approvisionnement en électricité disponibles au Québec?

- Comparer les coûts moyens par MW des alternatives disponibles
- **Outre le contrat d'électricité patrimoniale et les contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux de long terme, le Distributeur dispose de tous les moyens énumérés au Bilan de puissance (voir réponse à la question « e »), notamment de l'option d'électricité interruptible, des interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) et les marchés de court terme. Il est toutefois important de préciser que tous ces moyens sont déjà intégrés à leurs pleins potentiels dans le bilan en puissance du Distributeur d'où la nécessité de se procurer de nouveaux moyens pour adresser les enjeux en puissance des années à venir.**
- **Ainsi, le coût de moyens additionnels disponibles seraient d'au moins 106 \$/kW-an (résultat de l'appel d'offres de puissance A/O 2015-01), alors que le coût des ententes conclues avec TCE et GM est de 55 \$/kW-an.**

# Annexe 1

(Réponse à venir)

## Annexe 2

Pointe	Fournisseur	Date début	Date fin	MWh	Devise	Prix moyen	
2015-01-08	Bilatéral	Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2015-01-06	2015-01-09	19 200	CAD	74,00 \$
		Hydro-Québec Production	2015-01-06	2015-01-09	19 200	CAD	119,94 \$
		Ontario Power Generation	2015-01-06	2015-01-09	23 712	CAD	95,00 \$
		Ontario Power Generation	2015-01-06	2015-01-09	9 600	CAD	100,00 \$
		Pow erex	2015-01-06	2015-01-09	4 800	CAD	85,00 \$
		TransAlta Energy Marketing Corp.	2015-01-06	2015-01-09	19 200	CAD	80,00 \$
		Énergie Brookfield Marketing SEC	2015-01-06	2015-01-08	7 200	CAD	145,32 \$
		Hydro-Québec Production	2015-01-08	2015-01-08	11 400	CAD	173,24 \$
		New Brunswick Power Generation	2015-01-08	2015-01-08	1 600	CAD	151,64 \$
		Ontario Power Generation	2015-01-08	2015-01-08	736	CAD	120,00 \$
		TransAlta Energy Marketing Corp.	2015-01-08	2015-01-08	1 600	CAD	145,00 \$
		Énergie Brookfield Marketing SEC	2015-01-08	2015-01-08	1 600	CAD	208,50 \$
		Hydro-Québec Production	2015-01-08	2015-01-08	2 006	CAD	135,00 \$
	Bourse	NY ISO - DAM	2015-01-08	2015-01-08	5 525	CAD	151,14 \$
		NY ISO - DAM	2015-01-08	2015-01-08	285	CAD	187,65 \$
		NE ISO - DAM	2015-01-08	2015-01-08	4 950	CAD	145,87 \$
		NY ISO - DAM	2015-01-08	2015-01-08	4 500	CAD	140,86 \$
NE ISO - DAM		2015-01-08	2015-01-08	510	CAD	173,74 \$	
NE ISO - DAM	2015-01-08	2015-01-08	716	CAD	165,46 \$		
2014-01-22	Bilatéral	Hydro-Québec Production	2014-01-20	2014-01-24	21 600	CAD	262,61 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2014-01-21	2014-01-24	9 347	CAD	189,00 \$
		Ontario Power Generation	2014-01-21	2014-01-24	4 800	CAD	160,00 \$
		Ontario Power Generation	2014-01-21	2014-01-23	13 944	CAD	145,00 \$
		TransAlta Energy Marketing Corp.	2014-01-21	2014-01-24	9 600	CAD	210,00 \$
		Énergie Brookfield Marketing SEC	2014-01-21	2014-01-24	9 600	CAD	220,05 \$
		Ontario Power Generation	2014-01-22	2014-01-24	9 960	CAD	275,00 \$
		TransAlta Energy Marketing Corp.	2014-01-22	2014-01-24	7 200	CAD	300,00 \$
		Hydro-Québec Production	2014-01-22	2014-01-22	1 700	CAD	385,16 \$
		Hydro-Québec Production	2014-01-22	2014-01-22	1 000	CAD	432,21 \$
		Hydro-Québec Production	2014-01-22	2014-01-22	200	CAD	396,10 \$
		New Brunswick Power Generation	2014-01-22	2014-01-24	7 200	CAD	227,43 \$
		New Brunswick Power Generation	2014-01-22	2014-01-24	14 400	CAD	263,82 \$
	Énergie Brookfield Marketing SEC	2014-01-22	2014-01-24	3 600	CAD	302,57 \$	
	Bourse	NE ISO - DAM	2014-01-22	2014-01-22	3 616	CAD	301,41 \$
		NY ISO - DAM	2014-01-22	2014-01-22	7 172	CAD	287,80 \$
		NY ISO - DAM	2014-01-22	2014-01-22	14 762	CAD	301,53 \$
		NY ISO - DAM	2014-01-22	2014-01-22	2 271	CAD	304,39 \$
		IESO	2014-01-22	2014-01-22	1 000	CAD	214,74 \$
		NY ISO - RT	2014-01-22	2014-01-22	100	CAD	428,02 \$
NY ISO - RT		2014-01-22	2014-01-22	300	CAD	472,04 \$	
NE ISO - DAM		2014-01-22	2014-01-22	4 900	CAD	340,89 \$	
NE ISO - DAM		2014-01-22	2014-01-22	2 385	CAD	363,52 \$	
IESO		2014-01-22	2014-01-22	316	CAD	231,41 \$	
IESO	2014-01-22	2014-01-22	229	CAD	289,32 \$		
IESO	2014-01-22	2014-01-22	1 200	CAD	325,88 \$		

Pointe	Fournisseur	Date début	Date fin	MWh	Devise	Prix moyen	
2013-01-23	Bilatéral	Ontario Power Generation	2013-01-21	2013-01-25	29 400	CAD	50,00 \$
		Ontario Power Generation	2013-01-21	2013-01-25	10 320	CAD	50,00 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2013-01-21	2013-01-25	6 384	CAD	59,00 \$
		Énergie Brookfield Marketing SEC	2013-01-21	2013-01-25	8 000	CAD	57,00 \$
		Powerex	2013-01-21	2013-01-25	8 000	CAD	52,00 \$
		TransAlta Energy Marketing Corp.	2013-01-21	2013-01-25	12 000	CAD	59,00 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2013-01-21	2013-01-25	5 863	CAD	74,50 \$
		Hydro-Québec Production	2013-01-21	2013-01-25	12 000	USD	125,00 \$
		TransAlta Energy Marketing Corp.	2013-01-21	2013-01-25	6 000	CAD	45,00 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2013-01-21	2013-01-25	7 975	USD	95,00 \$
		Hydro-Québec Production	2013-01-21	2013-01-25	9 760	CAD	58,00 \$
		Hydro-Québec Production	2013-01-22	2013-01-24	14 400	USD	114,44 \$
	Énergie Brookfield Marketing SEC	2013-01-23	2013-01-25	4 800	USD	155,00 \$	
TransAlta Energy Marketing Corp.	2013-01-23	2013-01-24	3 200	CAD	105,00 \$		
Bourse	NY ISO - DAM	2013-01-23	2013-01-23	9 581	USD	94,25 \$	
2012-01-16	Bilatéral	TransAlta Energy Marketing Corp.	2012-01-15	2012-01-16	800	CAD	45,00 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2012-01-16	2012-01-16	4 800	CAD	37,00 \$
		Énergie Brookfield Marketing SEC	2012-01-16	2012-01-16	2 400	USD	43,00 \$
		NextEra Energy Power Marketing, LLC	2012-01-16	2012-01-16	4 800	USD	62,75 \$
		Ontario Power Generation	2012-01-16	2012-01-16	240	CAD	40,00 \$
		Ontario Power Generation	2012-01-16	2012-01-16	1 928	CAD	42,00 \$
		Powerex	2012-01-16	2012-01-16	2 400	CAD	34,50 \$
	TransAlta Energy Marketing Corp.	2012-01-16	2012-01-16	1 200	CAD	42,50 \$	
Bourse	NY ISO - DAM	2012-01-16	2012-01-17	3 100	USD	71,66 \$	
	NY ISO - DAM	2012-01-16	2012-01-17	2 100	USD	72,35 \$	
2011-01-24	Bilatéral	Ontario Power Generation	2011-01-20	2011-01-27	41 067	CAD	40,50 \$
		Ontario Power Generation	2011-01-21	2011-01-27	30 633	CAD	50,00 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2011-01-24	2011-01-25	19 497	CAD	53,00 \$
		Ontario Power Generation	2011-01-24	2011-01-25	13 933	CAD	57,00 \$
	Powerex	2011-01-24	2011-01-25	4 566	USD	119,00 \$	
Bourse	NY ISO	2011-01-24	2011-01-24	1 206	USD	175,82 \$	
2010-01-29	Bourse	NY ISO	2010-01-29	2010-01-30	7 200	USD	68,44 \$
2009-01-16	Bilatéral	Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2009-01-12	2009-01-16	20 760	CAD	102,00 \$
		Hydro-Québec Production	2009-01-14	2009-01-16	4 883	USD	81,38 \$
		Cargill Energy Trading Canada, Inc.	2009-01-15	2009-01-16	8 400	CAD	120,00 \$
		Brookfield Energy Marketing Inc.	2009-01-16	2009-01-16	1 680	USD	115,00 \$
		Brookfield Energy Marketing Inc.	2009-01-17	2009-01-18	10 080	USD	100,00 \$
		Ontario Power Generation	2009-01-17	2009-01-18	8 736	CAD	77,96 \$
		Ontario Power Generation	2009-01-17	2009-01-18	7 080	CAD	77,69 \$
	Powerex	2009-01-17	2009-01-18	4 800	USD	100,00 \$	
	Bourse	NE ISO - DAM	2009-01-15	2009-01-16	9 910	CAD	112,60 \$
		NE ISO - DAM	2009-01-15	2009-01-16	3 778	CAD	118,09 \$
	NY ISO - DAM	2009-01-16	2009-01-16	2 280	CAD	133,53 \$	
	NY ISO - DAM	2009-01-16	2009-01-16	20 900	CAD	134,82 \$	
2008-01-21	Bilatéral	Brookfield Energy Marketing Inc.	2008-01-21	2008-01-25	16 000	USD	136,84 \$
		Ontario Power Generation	2008-01-21	2008-01-22	5 808	CAD	112,28 \$
Bourse	NY ISO - DAM	2008-01-21	2008-01-21	1 650	USD	135,62 \$	
2007-02-05	Bilatéral	Hydro-Québec Production	2007-02-05	2007-02-05	400	USD	91,00 \$
	Bourse	NY ISO - DAM	2007-02-05	2007-02-05	5 000	USD	122,45 \$
2006-02-27	Bilatéral	Powerex	2006-01-01	2006-02-28	37 200	USD	113,23 \$
		CPS	2006-01-01	2006-02-28	37 200	USD	114,63 \$
		CPS	2006-01-01	2006-02-28	37 200	USD	114,63 \$
		CPS	2006-01-01	2006-02-28	37 200	USD	114,63 \$
	Bourse	NY ISO - RT	2006-02-27	2006-02-27	600	CAD	104,04 \$