

RNCREQ
RÉPONSE À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023 (LE PLAN) D'HYDRO-
QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)

1. Référence : C-RNCREQ-0021, p. 20.

« Un programme similaire est en vigueur à la Southern California Edison (SCE), mais le crédit monte à 1,25 \$/kWh pour des ménages ayant mis en place des systèmes automatiques de réduction (par exemple, des thermostats qui peuvent être contrôlés par SCE). À notre avis, il s'agit d'une approche fort intéressante dans le contexte québécois. En fait, il permettrait au Distributeur d'acheter de la « puissance interruptible » auprès de l'ensemble de sa clientèle. »

- 1.1 Considérant que les enjeux de la pointe au Québec sont plus liés à la température et au haut taux de pénétration du chauffage électrique qu'à l'heure de la journée, veuillez indiquer si l'approche d'achat de « puissance interruptible » pourrait s'appliquer, selon le RNCREQ, au Québec. Veuillez élaborer.

RÉPONSE :
(de Philip Raphals, analyste externe)

En Californie comme au Québec, les heures de pointe sont en très grande partie liées à la température ainsi qu'aux heures de la journée. En Californie, la demande à la pointe est fortement corrélée à la température, comme l'indique le graphique suivant¹.

¹ Karen Herter, Patrick McAuliffe, and Arthur Rosenfeld, Observed Temperature Effects on Hourly Residential Electric Load Reduction in Response to an Experimental Critical Peak Pricing Tariff, publié dans Energy, (2006), eetd.lbl.gov/sites/all/files/58956.pdf.

Graphique 1.

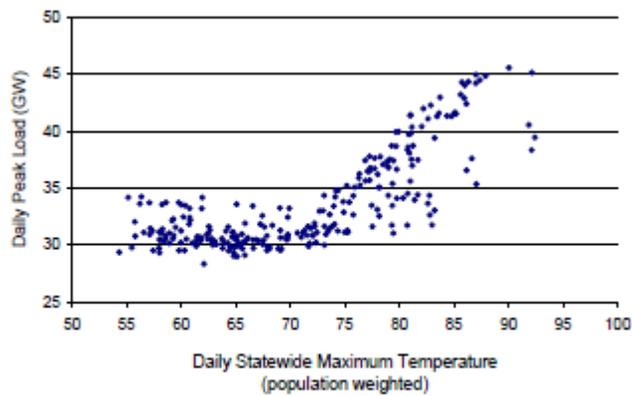


Figure 1. Daily peak loads as a function of temperature, California ISO weekdays 2004 [6]

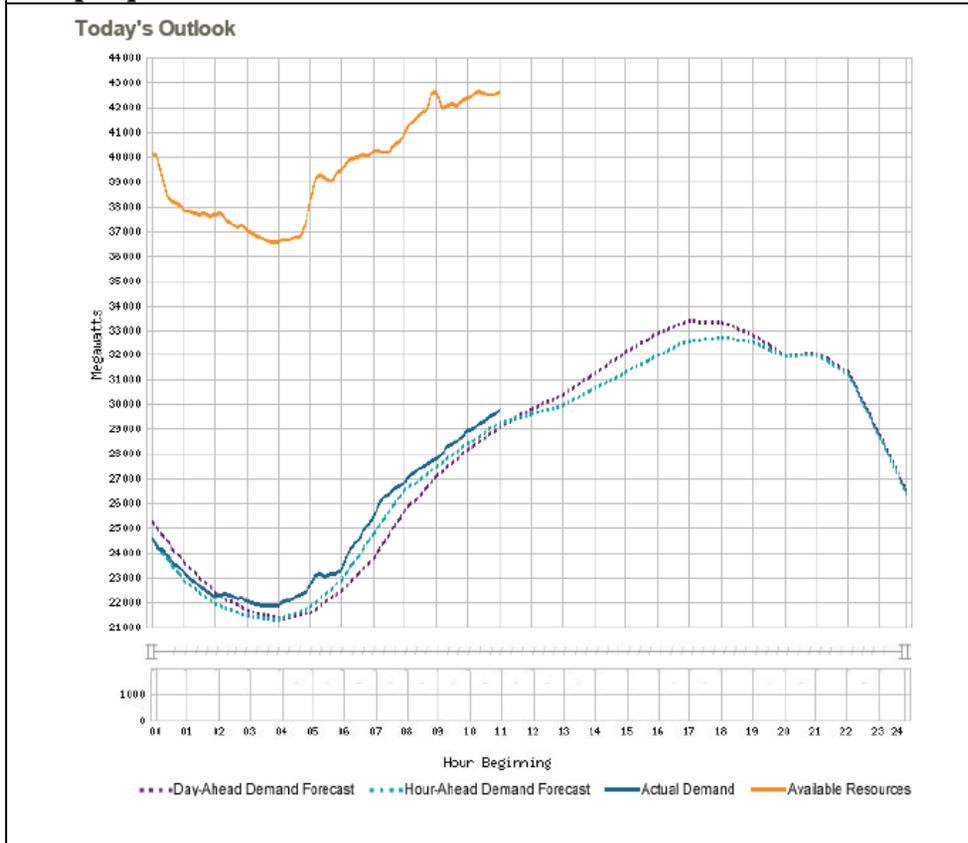
Ainsi, dans le programme « Save Power Day » mise en place par SCE et mentionné dans mon rapport, la température était l'élément déclencheur chaque fois qu'il a été invoqué².

La demande suit aussi un profil journalier typique, qui fait en sorte que la pointe se présente généralement entre 14h et 16h sur les journées les plus chaudes, comme l'indique le graphique suivant³.

² California PUC, Commission Staff Report: Lessons Learned from Summer 2012 Southern California IOU Demand Response Programs, May 1, 2013.

³ <http://www.caiso.com/Pages/Today's-Outlook-Details.aspx>

Graphique 2.



Selon ma compréhension, la pointe au Québec se présente généralement dans les heures matinales ou en fin d'après-midi des journées les plus froides. Malgré toutes les différences qui existent entre les deux réseaux, ils se ressemblent sur plusieurs aspects :

- Les prévisions météorologiques permettent de prévoir les journées où la demande en électricité sera la plus élevée,
- Au cours de ces journées, la demande est généralement la plus élevée pendant certaines heures bien définies,
- Dans les deux cas, ce sont des appareils électriques de régulation thermique intérieure (climatisation en Californie, chauffage au Québec) qui contribuent le plus à la pointe de demande en électricité.

Il en découle qu'une approche similaire au « Save Power Day » de SCE pourrait très bien s'appliquer au Québec.

Ce programme, connu dans le contexte réglementaire sous le nom Peak Time Rebate (PTR) Program, a fait l'objet de plusieurs études déposées devant la California Public Utilities Commission (CPUC). Le débat sur l'optimisation du programme

n'est pas terminé, ce qui a déjà mené à certaines modifications du programme⁴. Selon l'étude de 2013, le gain moyen en puissance pour les ménages qui s'inscrivent au programme a été de 0,08 kW, soit une réduction de 4% de leur demande. Pour ceux ayant des thermostats contrôlés à distance, en revanche, le gain moyen était de 0,75 kW par ménage, soit 29,8% de leur demande de pointe. Ces résultats sont statistiquement significatifs⁵. Dans un programme similaire mené par le San Diego Gas and Electric, le coût effectif de la puissance acquise était en dessous de 20 \$/kW-an⁶.

Par ailleurs, des projets pilotes de programmes PTR ont déjà eu lieu dans plusieurs juridictions. Un résumé de leurs expériences est détaillé dans le Tableau 1⁷.

⁴ Au départ, tout ménage ayant un compteur intelligent était automatiquement inscrit au programme. Maintenant, seulement ceux qui s'inscrivent eux-mêmes participent. Le choix de la formule pour déterminer la ligne de base fait aussi l'objet d'un vif débat.

⁵ Nexant, 2013 Load Impact Evaluation of Southern California Edison's Peak Time Rebate Program, presentation date du 7 mai 2014, page 14.

⁶ Freeman, Sullivan & Co., 2012 San Diego Gas & Electric Peak Time Rebate Baseline Evaluation, p. 33.

⁷ Ibid., p. 47.

Tableau 1.

Table D-1: Overview of PTR Pilots						
Enrollment	Utility	State	Tested vs. CPP?	Year	Rebate/Adder (\$/kWh)	PTR Sample sizes
Opt-in	Anaheim PU	CA	No	2005	\$0.35	126
	BG&E	MD	Yes	2008 - 2012	Low: \$1.16 High: \$1.75	Low: n=126 High: n=127 Tech: n=509
	CL&P	CT	Yes	2009	Low: \$1.16 High: \$1.75	Low: n=108 High: n=100 Tech: n=174
	Consumer's Energy	MI	Yes	2010	Standard; \$0.50	152
	PEPCO (PowerCents DC*)	DC	Yes**	2008-2009	Standard: \$0.66 Low income: \$0.83	262
	Ontario Energy Board (Ottawa Hydro)	ON	Yes	2007	\$0.30	125
Default	Commonwealth Edison (ComED)	IL	Yes	2010	\$1.74	Standard: 225 Tech: 1075
	San Diego Gas & Electric (SDG&E)	CA	No	2011	Standard: \$0.75 Tech: \$1.25	Standard: 2,900 Tech: 100

*All participants were offered smart thermostats; 1/3 of them took up the offer and had their units automatically controlled during events.

**There were no low income CPP customers for the final analysis. PTR v. CPP comparison is only valid for non-low income customers.

Les résultats de ces projets pilotes (en 2012) sont indiqués au Graphique 3. On constate que, pour les clients sans « enabling technology » (p. ex., des thermostats contrôlés par le service public), les gains en termes de réduction des besoins en puissance pour les programmes PTR varient entre 7% et 21%. Pour les clients disposant d'*enabling technologies*, les gains varient entre 12% et 33%⁸.

⁸ Ibid., p. 51.

Graphique 3.

Figure D-1: Load Impacts by Rate Type and Pilot for Treatments with No Enabling Technology

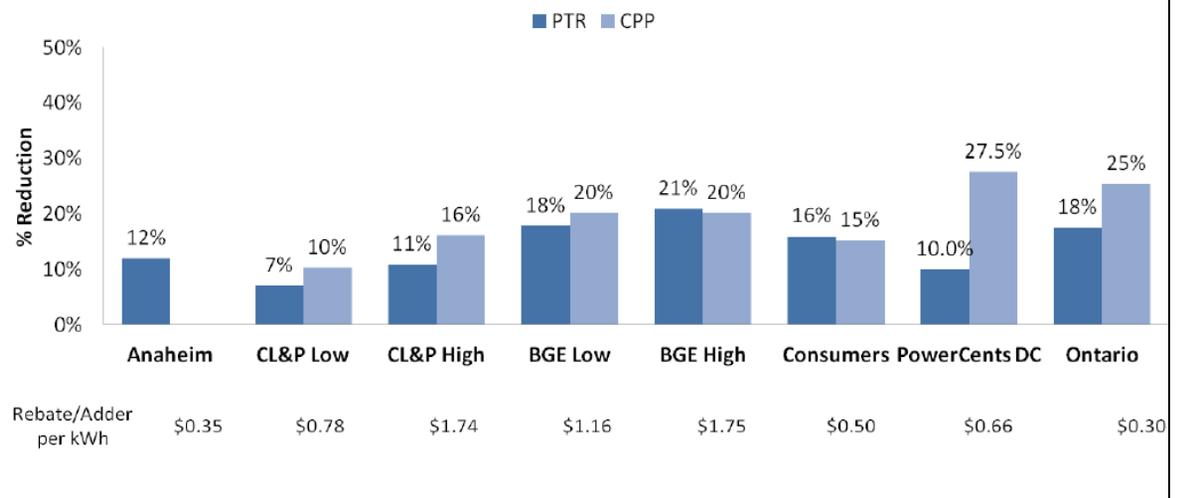
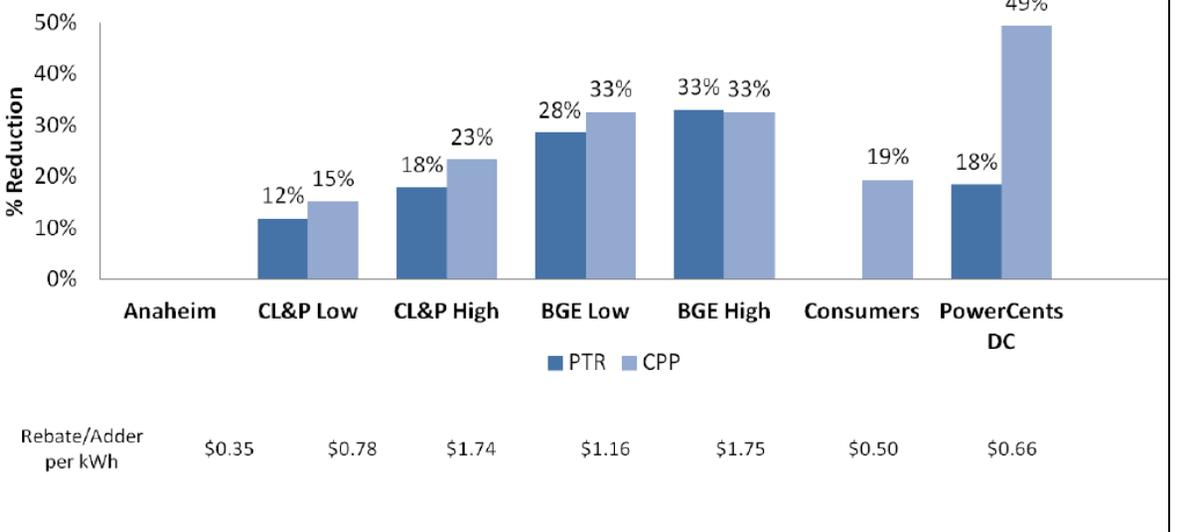


Figure D-2: Load Impacts by Rate Type and Pilot for Treatments with Enabling Technology



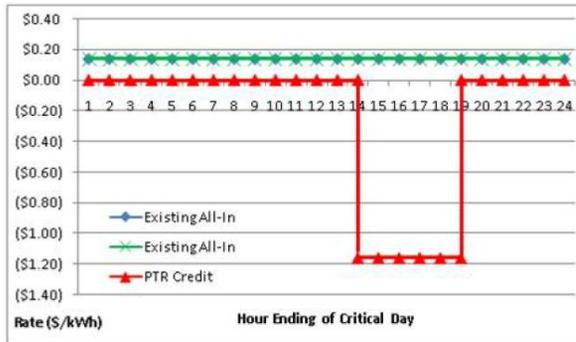
Il importe aussi de mentionner que les programmes PTR font partie des mesures connues sous le vocable *demand response* (DR), qui inclut également l’approche de *Critical Peak Pricing* (CPP). Dans le CPP, le tarif de base est réduit, mais le tarif devient beaucoup plus élevé lors des périodes critiques. Ces tarifs sont fixés pour faire en sorte que la facture d’un consommateur typique qui ne modifie pas son comportement reste inchangé.

La différence entre le PTR et le CPP est illustré dans les deux graphiques suivants,

produits par Baltimore Gas and Electric (BGE).⁹

Graphique 4.

Peak Time Rebate Example Weekdays (excluding Holidays)



Mirror Image of CPP

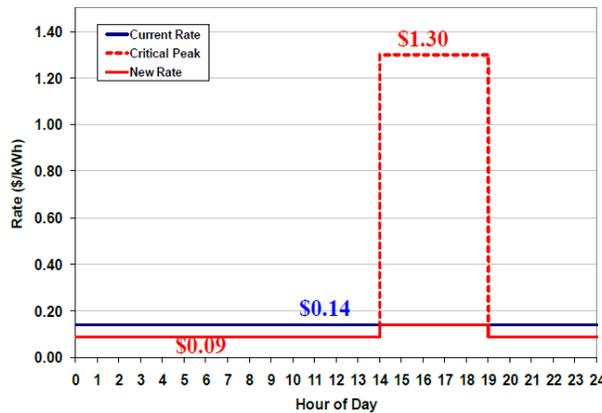
The normal rate of \$0.14/kWh is charged.

When critical events are called, customers are given a rebate for each kWh reduced.

In this example the rebate is \$1.16/kWh



Critical Peak Pricing Example Weekday Example



During critical events the price is raised from the normal charge of \$0.14/kWh to \$1.30/kWh.

Customers are typically notified the evening prior to the event.



⁹ Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative (MADRI) : All About Peak-Time Rebates, Baltimore Gas and Electric, Feb. 2, 2012, http://sites.energetics.com/madri/pdfs/Hindes_MADRI_Feb_2_2012.pdf

Par ailleurs, le Smart Energy Pilot de BGE, qui comportait les deux programmes, était très bien reçu par les clients (taux de satisfaction d'au-delà de 95 %), avec des gains à la pointe d'autour de 30 %, tel que l'indique le graphique 5¹⁰.

Graphique 5.

Results of The Brattle Group Evaluations found statistically significant, persistent savings over the 3 summer periods

Savings	2008	2009	2010
Peak Conditions	22 - 37%	28 - 38%	26 - 36%
Average Savings	18 - 33%	23 - 31%	24 - 35%
Rebates	\$1.16 or \$1.75	\$1.50	\$1.25

Étant donné les différences importantes entre les différentes juridictions, il n'est évidemment pas possible de simplement transposer les résultats américains au contexte québécois. Des projets pilotes seront certainement requis afin de déterminer la meilleure approche à suivre au Québec. Cependant, aussi longtemps que les cartes Zigbee demeurent inactivées, cela reste impossible.

- 1.2 Le cas échéant, veuillez indiquer, selon le RNCREQ, l'objectif additionnel d'effacement à la pointe que pourrait apporter, selon les différents segments de marché, l'approche d'achat de puissance interruptible.

En l'absence de toute étude détaillée sur le sujet par le Distributeur, il serait prématuré d'avancer des objectifs chiffrés. Le seul point de repère est le PTÉ de gestion de la demande en puissance présenté par le Distributeur avec son État d'avancement 2012, dont les multiples carences ont été décrites dans le mémoire du RNCREQ.

Selon ce document, le potentiel de réduction lié à certaines des mesures comportementales est au-delà de 500 MW et ce, pour le seul secteur résidentiel (voir le tableau 7 à la page 7 du mémoire du RNCREQ).

En théorie, tout ce potentiel pourrait être adressé par le biais de programmes de l'approche PTR (achat de puissance interruptible). Il appartient au Distributeur

¹⁰ Ibid., p. 16.

de proposer des programmes et d'estimer le pourcentage du potentiel qu'il pourra réaliser.

2. Référence : C-RNCREQ-0019, p. 35.

« Constatant à nouveau l'absence de la prévision de croissance des coûts de carburant dans le Plan 2014-2023, le RNCREQ recommande que la Régie exige du Distributeur le dépôt des prévisions de croissance des coûts de carburant diesel et d'huile lourde de la période 2014-2023, et il incite celle-ci à modifier le Guide de dépôt de manière à ce que ces prévisions de croissance des coûts de carburant diesel et d'huile lourde soient explicitement requises. »

2.1 Veuillez proposer un moyen de concilier cette recommandation du RNCREQ avec le besoin de confidentialité du Distributeur dans le cadre de la négociation ou des appels d'offres liés aux approvisionnements en carburant pour ses centrales thermiques.

RÉPONSE

Il importe de rappeler que l'objectif visé par la demande du RNCREQ est de circonscrire le contexte économique de la filière diesel. Que les prix du pétrole soient en croissance ou décroissance continue à terme, la recommandation vise à démontrer, preuve à l'appui, que celle-ci mène soit au pire, soit au moindre déficit annuel possible, selon le cas.

Les études économiques de l'IREQ en 2004 et 2008 sur la VAN du JED en RA incluait une prévision de 20 ans des coûts de pétrole. Ces rapports ont été déposés dans le R-3550 -2004 et le R-3649-2007 (Plans d'approvisionnements 2005-2014 et 2008-2017) , pour les références aux 2 rapports voir le rapport d'expertise de B. Saulnier de 2011 aux références i et ii). Le rapport IREQ de février 2004 donnait la prévision annuelle des coûts de carburant pour la période 2003-2024.

Le RNCREQ rappelle à la Régie qu'HQD a fourni une telle prévision sur l'horizon 2016 à 2030 pour Akulivik en 2011 dans le cadre de l'audience R-3756-2011 (document B-0005, HQD-1 Document 1, 24 février 2011, p 19 de 21). HQD a admis que cette prévision 2016-20330 était valable pour l'ensemble des RA du Nunavik en 2011 comme le RNCREQ l'a rappelé dans sa preuve dans le présent dossier. Un tel « délai » de prévision ne cause pas préjudice à HQD, et il permet d'informer correctement la Régie sur la lisibilité à long terme du coût évité en carburant à long terme dans les RA.

Concrètement, le RNCREQ propose un cadre de divulgation qui se situerait quelque part entre les deux exemples vécus mentionnée ci-haut et suggère un délai de 2 à 3 ans.

Par exemple pour un Plan d'approvisionnements déposé en 2003 et couvrant la période 2014-2023, HQD devrait minimalement fournir une prévision annuelle de 15 ans (à l'exemple documenté pour Akulivik), c'est à dire 2016-2030 qui éclairerait la Régie et les intervenant sur les tendances à long terme du prix des approvisionnements en carburant dans les RA, sans mettre à risque le pouvoir de négociation d'HQD avec ses fournisseurs dans les premières années du plan d'approvisionnements.

Par ailleurs, le RNCREQ rappelle que les prévisions sur un horizon de 10 ans (prospectif) n'introduisent pas de biais annuel au plan des contrats d'approvisionnements annuels puisque la réalité des marchés pétroliers domine largement le prix que paie et paiera le Québec pour ses approvisionnements pétroliers.

L'évolution du coût des hydrocarbures est un paramètre qui mesure l'état des marchés internationaux d'offre-demande et on doit convenir que les volumes d'achats d'HQ influencent très faiblement cette balance.

Afin d'illustrer les tendances des coûts de carburant dans les RA, la Régie pourrait demander au Distributeur de fournir l'historique des coûts annuels d'approvisionnements en hydrocarbures dans les RA depuis 30 ans. Cela fournirait une information objective sur l'évolution des coûts des approvisionnements en RA vis à vis des cours internationaux de la période et la croissance du déficit d'exploitation.

Afin de démontrer la légitimité de la demande du RNCREQ, la Régie pourrait, dans un premier temps, choisir de demander cet historique au Distributeur.

En ce sens, étant donné l'horizon de 10 ans qui intéresse le plan d'approvisionnements en RA, de telles prévisions sur 10 ans ne visent qu'à rendre compte (à confirmer ou invalider pourrait-on dire) la tendance de la croissance des coûts de carburants à long terme et qu'elles ne sauraient raisonnablement introduire de biais commercial structurel sur des négociations ou des appels d'offres rigoureux portant sur des approvisionnements typiquement annuels ou bisannuels qui sont le reflet de l'état des marchés courants.

Pour les organisations qui, comme HQ, doivent en tenir compte dans leur planification des enjeux d'investissements, la question de l'incertitude inhérente à la prévision de long terme des coûts pétroliers prend normalement la forme de scénarios de croissance faible, moyenne et forte, chacun de ces scénarios étant appuyé sur les conjectures liées à la fois aux aléas spécifiques des marchés pétroliers internationaux telles que chaque organisation les perçoit à partir des énoncés prospectifs produits à chaque année par des firmes spécialisées sur ces importantes questions et à sa capacité à influencer ces prix (part de la demande continentale en l'occurrence).

Il serait aussi possible que de tels scénarios de croissance applicables aux RA soient balisés par des données de croissance historique des prix pétroliers que la Régie rendrait publiques au terme d'une analyse de l'évolution à long terme des marchés des hydrocarbures qui incluraient les projections de prévisionnistes attitrés de l'Agence Internationale de l'Énergie ou de l'Energy Information Administration des USA et d'autres spécialistes reconnus des enjeux financiers et économiques du secteur pétrolier.

Cela dit, rien n'empêcherait le Distributeur, lorsqu'il dépose ses prévisions de coûts de carburant devant la Régie, de ne pas appliquer un délai de 3 ans mais plutôt de demander le traitement confidentiel, notamment pour les premières années, en produisant une preuve adéquate à l'appui de la demande.

Les procédures de traitement d'une telle demande ainsi que celles pour en demander l'accès (avec entente de confidentialité) sont bien connus.