

**Demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2007-2008  
(R-3610-2006)**

---

**RAPPORT DU GRAME  
LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUEE EN MACROECOLOGIE**

**RAPPORT SUR LES COMPTEURS AVANCES**

**C-8-4 GRAME**

**Préparé par**  
Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
EnviroConstats enrg.

**Déposé à la**  
REGIE DE L'ENERGIE

**Le 31 octobre 2006**

## TABLE DES MATIÈRES

Résumé.....	3
Avantages reliées aux compteurs pour les clients et pour le Distributeur .....	5
Les bénéfices relatifs aux compteurs intelligents .....	5
La valeur ajoutée .....	5
Analyse de l'élasticité prix .....	7
Structure des tarifs et inertie des consommateurs .....	8
Le prix d'un compteur intelligent.....	9
Le cas de l'Ontario, suivi.....	10
Analyse de rentabilité .....	10
État d'avancement du déploiement du Smart Meter Initiative (RP-2004-0196) .....	11
L'état d'avancement du projet pilote, Ontario Smart Price Pilot.....	15
La structure de prix proposé par la décision générique : « times-of-use (TOU) price » .....	16
Le rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario et le RPP .....	17
Types de tarification du projet pilote Hydro Ottawa.....	17
Les coûts d'approvisionnement et le signal de prix.....	18
Discussion .....	23
Conclusions et recommandations .....	26
Annexes.....	27

## Résumé

Les bénéfices associés aux compteurs avancés sont généralement de deux types : réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenu et réduction des coûts d'approvisionnement et donc éventuellement de la facture de la clientèle.

Autre fait important, un système de mesurage intelligent associé à un système de communication et d'automatisation peut transformer une entreprise d'électricité en créant une valeur ajoutée à la fois pour le client et pour le distributeur.

En effet, les avantages de cette transformation de l'entreprise sont importants et comportent une amélioration de la gestion des actifs, notamment du cycle de vie des équipements et des systèmes, des processus de recouvrement des non-paiements et des vols d'électricité, de la prévision de la charge et de la fiabilité de la planification de la capacité du réseau. Mettre à niveau le système de communication et d'automatisation et le relier adéquatement avec Hydro-Québec Production et Transénergie ne comporterait que des avantages pour le Distributeur et sa clientèle.

D'autres avantages sont aussi associés à cette mesure, soit la détection en temps réel des pannes et la gestion planifiée directe ou indirecte de la demande.

Pour arriver à tirer avantage d'une telle technologie, la tarification différenciée devra inciter suffisamment les consommateurs à modifier leur comportement. L'analyse du modèle économique d'élasticité aux prix doit être faite dans le contexte énergétique québécois. Le meilleur moyen pour y arriver est de mettre en place un groupe de travail formé d'experts dans le domaine afin d'étudier le type de tarification différenciée et de l'appliquer à même un projet pilote. Le programme ne doit pas être volontaire, puisque l'inertie des consommateurs est l'un des obstacles à la réussite d'une telle mesure.

Le Distributeur mentionne que « *la volonté d'implanter des compteurs avancés chez l'ensemble de la clientèle précède les analyses de rentabilité* »<sup>1</sup>. Est-ce à dire que l'Ontario est à blâmer pour ce manque de prudence ou bien que les analyses sous-jacentes de rentabilité effectuées font en sorte que l'implantation des compteurs avancés est rentable en elle-même ?

Le défi relevé par l'Ontario est grand, soit celui d'implanter d'ici 2010 dans toute l'Ontario des compteurs électriques intelligents. Nous avons retenu certaines démarches réalisées dans le contexte actuel du déploiement de cette initiative. Le projet réalisé avec Hydro Ottawa servira à déterminer la meilleure approche pour l'établissement des tarifs.

D'autre part, la revue du projet pilote réalisé par Hydro Ottawa nous met sur la piste des types de tarification qui sont à l'étude et qui serviront à établir et à ajuster la tarification relative aux compteurs intelligents, soit : la tarification différenciée dans le temps (TDT), la tarification pour période critique (TPC) et la tarification avec « *critical peak rebates (CPR)* ».

De notre compréhension, le Distributeur devra, pour rencontrer ses obligations envers le gouvernement du Québec, présenter au prochain dossier tarifaire une proposition de tarif différencié « *selon la saison et l'heure d'usage* », de même que les résultats de ses analyses concernant une nouvelle TDT. Il n'est pas clair pour le GRAME que la nouvelle tarification

---

<sup>1</sup> R-3610-2006, HDQ-12, doc. 3, page 26 de 32

différenciée que souhaite présenter le Distributeur permettrait de rencontrer en tout ou en partie, une tarification « *selon la saison et l'heure d'usage* ».

Pour ces raisons, le GRAME trouve pertinent de mettre en place un groupe de travail qui analyserait le potentiel d'une tarification différenciée. Ce groupe de travail devrait être composé notamment, de représentants du présent dossier ainsi que de consultants ayant une expérience pertinente en la matière ou ayant déjà travaillé au Canada et notamment au Québec à l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs.

# Avantages reliées aux compteurs pour les clients et pour le Distributeur

## Les bénéfices relatifs aux compteurs intelligents

De notre compréhension, le Distributeur reconnaît, outre ceux « (...) d'induire des comportements permettant... une réduction des coûts d'approvisionnement », d'autres types de bénéfices tels que les bénéfices « sous forme de réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenus ».

*On associe généralement aux compteurs avancés deux types de bénéfices :*

- *bénéfices sous forme de réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenus (relève, précision de la facturation, détection de vols, détection de panne...);*
- *bénéfices sous forme de la capacité d'une tarification dynamique d'induire des comportements permettant ultimement une réduction des coûts d'approvisionnement.*

Référence : R-3610-2006, **HQD-12, Document 3, Page 5 de 32**

Pour le bénéfice de la Régie et des intervenants au dossier et à titre de complément à l'information fournie par le Distributeur dans son rapport de vigie, nous vous présentons le sommaire des résultats de recherche d'une enquête menée par Capgemini auprès de 31 entreprises nord-américaines ayant déployé des projets pilotes de relève automatisée de compteurs (« RAC »).

## La valeur ajoutée

L'information suivante a été présentée dans la revue CHOC<sup>2</sup>, soit le Magazine de l'Association de l'industrie électrique du Québec. Nous reproduisons avec le consentement<sup>3</sup> de Capgemini cet article en annexe VI du présent mémoire.

Selon les propos tenus dans l'article précité :

*« Les distributeurs d'électricité qui déploient avec succès le mesurage intelligent (MI) cherchent à aller au-delà des gains réalisés par la relève automatisée de compteurs (RAC). De fait, ils ont hissé au sommet de leurs priorités l'efficacité énergétique, la gestion de la demande, la création de valeur ajoutée et l'amélioration de l'exploitation afin d'accroître leur performance. Dans ce contexte, le MI peut devenir un atout stratégique profitable s'il est accompagné d'une transformation adéquate des processus de l'entreprise ».*

---

<sup>2</sup> CHOC, Magazine de l'Association de l'industrie électrique du Québec, volume 24, numéro 2, octobre 2006 pages 30 et 31, par Jocelyn Gascon-Giroux, Doug Houseman et Jean-Claude Lefebvre.

<sup>3</sup> Capgemini a accepté que nous reproduisions cet article

Selon les auteurs de l'article, un système de mesurage intelligent peut transformer une entreprise d'électricité en créant une valeur ajoutée à la fois pour le client et pour le distributeur. D'ailleurs, selon une recherche récente effectuée par Capgemini auprès de 31 entreprises de services public situées en Amérique du nord ayant procédé à des projets pilotes de mesurage intelligent, les bénéfices retirés par ces entreprises sont multiples. Les bénéfices identifiés par Capgemini sont, notamment, les suivants :

- Gestion des actifs, notamment du cycle de vie des équipements et système :
  - Les économies réalisées seraient de l'ordre de 4 à 19 % sur les coûts d'inspection et de maintenance des systèmes;
- Processus de recouvrement, non-paiement et vol d'électricité :
  - Les économies réalisées seraient de l'ordre de 15 à 25 % sur les coûts engagés non récupérables.
- Prévision de la charge et fiabilité de la planification de la capacité du réseau :
  - Les économies réalisées seraient de l'ordre de 2 à 22% sur les dépenses marginales de la puissance de pointe.

De l'avis des auteurs, « *la gestion sur le terrain que nécessite le changement d'un nombre élevé de compteurs doit être validée par un projet pilote* ». Ce qui confirme que pour le cas de l'Ontario, les projets pilotes sont nécessaires afin de faciliter la connaissance du modèle opérationnel qui soit le plus approprié pour répondre à la mise en œuvre de l'ensemble de la mesure en Ontario.

**Le GRAME considère important, tel qu'il l'a mentionné au dossier R-3579 dans sa preuve, la mise sur pied d'un projet pilote permettant de vérifier pour le Québec la rentabilité d'une telle mesure. En effet, le Distributeur a prétendu que le contexte du Québec est différent de celui de l'Ontario pour la composante chauffage et climatisation.**

Donc, puisque le contexte énergétique au Québec est appelé à se transformer et que le chauffage à l'électricité prend une place prépondérante dans la gestion de la demande, notamment pour le secteur résidentiel, un projet pilote doit être mené afin d'intégrer le mesurage intelligent et les outils technologiques et informatiques de relève automatisée de compteurs afin de mesurer la rentabilité d'une telle mesure. Cette rentabilité inclut, d'une part les coûts évités en approvisionnement de même que les valeurs ajoutées décrites dans la présente section.

**Le GRAME réitère sa demande à la Régie de voir à la mise sur pied d'un projet pilote au Québec intégrant le mesurage intelligent associé à la relève automatisée de compteurs.**

Pour ce qui est des bénéfices d'une telle mesure, de l'expérience de Capgemini, tel qu'énoncé dans cet article, les implantations réussies en mesurage intelligent « *reposent sur une combinaison de bénéfices qui offrent une valeur ajoutée réelle* ».

Comme nous en discuterons dans la section suivante, il ne s'agit donc pas seulement d'une rentabilité sur le plan strictement de la réduction des coûts d'approvisionnement, mais d'un ensemble de bénéfices à la fois pour la clientèle, pour le Distributeur et pour la société.

Capgemini identifie, notamment, certaines valeurs ajoutées comme suit :

- Détection en temps réel des pannes;
- Facturation à la demande du client; réduction des coûts d'émission d'une facture lors d'un déménagement-emménagement
- Gestion planifiée directe ou indirecte de la demande :
  - Capgemini cite en exemple une expérience menée sur 16 ans par la Florida Power & Light Company (FPL) qui compte plus de 4 M de clients avec une pointe de 20 GW. Grâce à un investissement (1 milliard) en gestion directe de la demande, FPL a ciblé les réservoirs d'eau chaude, les thermopompes de piscines et les systèmes d'air climatisé et chauffage centrale de ses clients, ce qui a permis une réduction de 4.3 GW de la demande. Cette réduction de la demande a permis d'éviter la construction de centrales dont le coût est estimé à plusieurs milliards de dollars.

Au Québec, toujours selon l'expérience de Capgemini, certaines initiatives prometteuses ont été explorées, notamment par « le consortium Bell Canada, Capgemini et HP ». Ceux-ci élaborent « *une solution de contrôle direct et indirect de la charge qui répond aux besoins des Québécois* », soit « *le portail résidentiel de gestion de l'efficacité énergétique* ».

Il s'agirait donc, selon Capgemini du « *chaînon manquant dans l'évolution du réseau de distribution qui permet de comprendre comment les clients utilisent l'électricité* ».

### **Analyse de l'élasticité prix**

L'institut Howe a réalisé une analyse de ce que doit retenir l'Ontario et les autres provinces canadienne de l'initiative des compteurs intelligents. Cette analyse<sup>4</sup> rapporte principalement que l'élasticité à la substitution de la consommation d'énergie d'une période à une autre dépend, outre notamment des variables climatiques, de l'incitatif financier proposé au consommateur.

Celui-ci doit être suffisamment intéressant pour favoriser le changement de comportement, puisque l'inertie des consommateurs est l'un des obstacles à la réussite d'une telle mesure.

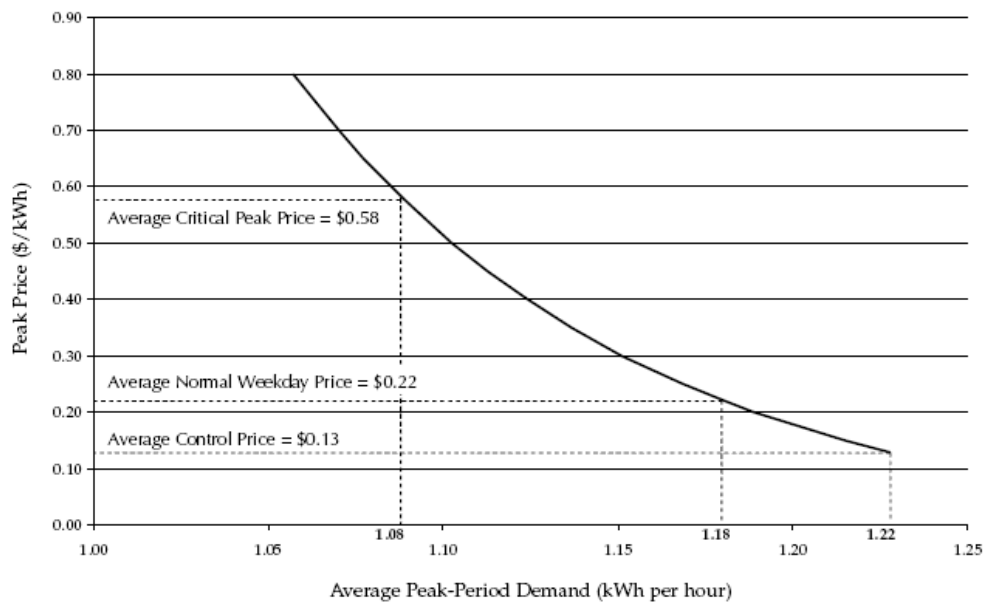
---

<sup>4</sup> Preventing Electrical Shocks, What Ontario – And Other Provinces – Should learn about smart metering, C.D. Howe Institute Commentary, N. 210, April 2005, ISSN 0824-8001, by Ahmad Faruqui and Stephen S. George, 20 pages

Suite aux données introduites dans un modèle sur l'élasticité prix, il s'est avéré que l'impact moyen sur le déplacement de la demande est de l'ordre de 13.1 % (soit entre 12.1 et 14.1%) à un degré de confiance de 95 %. (Voir l'annexe I pour les détails de cette étude)

Ci-dessous, la figure 1 illustre la moyenne de la consommation en fonction de la demande en période de pointe en Californie.

**Figure 1:** Peak-Period Demand Curve, California Average



Référence : Preventing Electrical Shocks, What Ontario – And Other Provinces – Should learn about smart metering, C.D. Howe Institute Commentary, N. 210, April 2005, ISSN 0824-8001, by Ahmad Faruqi and Stephen S. George, page 8.

### Structure des tarifs et inertie des consommateurs

L'analyse de la C.D. Howe Institut insiste sur l'importance d'évaluer les coûts effectifs de cette mesure et conclut que la réduction de la pointe doit être plus importante que les coûts associés aux compteurs intelligents. Pour réussir un tel pari, il faut que la structure des prix permette un incitatif suffisant pour faire changer le comportement des consommateurs et que l'augmentation du tarif de pointe et la réduction du tarif hors pointe soient significatifs.

Il est donc très important, comme nous l'avons suggéré précédemment de mettre sur pied un groupe de travail qui procèdera à l'analyse d'une tarification adaptée au contexte québécois énergétique, incluant notamment la différence importante dans la structure de consommation de l'électricité (ex. : Chauffage à l'électricité) par rapport à celle de l'Ontario et de la Californie. À cet égard, le modèle de la France procéderait d'une complémentarité supérieure à celle de l'Ontario et devrait être revue attentivement.

Il sera aussi important d'évaluer l'impact de plusieurs types de tarification sur l'élasticité à la substitution entre les périodes avant de choisir un type de tarification.

## Le prix d'un compteur intelligent

Il semblerait que les coûts présentés par le Distributeur au tableau 6, R-3610-2006. HQD-12, doc. 3, page 27, datent de 2003 et ne soient plus pertinents pour ce qui est de la composante « *Smart Meter Capital Cost* » évalué à \$250 chacun. Selon Trilliant communication, les coûts ont évolué rapidement et pourraient être de l'ordre de \$80 chacun plus les frais relatifs à une carte de communication au coût de 30 \$ et non pas de 250\$ tel que mentionné par le Distributeur au tableau 6, *Estimation des coûts associés aux compteurs avancés en Ontario* (EDA)<sup>5</sup>. De notre vérification, ceux-ci, datant de l'an 2003, seraient nettement surévalués.

Le Distributeur devrait veiller à présenter une analyse des coûts mise à jour pour l'année en cours.

D'autre part, les systèmes d'automatisation ont aussi évolué rapidement et permettent d'autres applications que celles reliées au mesurage intelligent. C'est ce que Capgemini nomme la valeur ajoutée pour le Distributeur.

La mise sur pied d'un système automatisé de communication de l'information au sein d'Hydro-Québec Distribution permettrait de réaliser des gains important en gestion de ses actifs.

Comme le mentionne Capgemini, le « *resserrement des critères de conception et de dimensionnement du réseau électrique* » permettrait une « *gestion planifiée directe ou indirecte de la demande* ».

Rendre le réseau du Distributeur intelligent permettrait un contrôle des coûts en optimisant l'utilisation des équipements et la capacité du réseau. Ce système permettrait d'améliorer l'efficacité des communications pour assurer un service à la clientèle bonifié. En effet, l'information sur l'état du réseau serait communiquée directement au personnel agissant sur le terrain, pour la maintenance, la réparation et tout autre événement. Le branchement-débranchement (déménagement-emménagement) pourrait se faire à distance.

Créer un système de communication automatisée permettrait de relier Hydro-Québec Production et Transénergie par fibre optique avec le réseau du Distributeur, ce qui est l'une des faiblesses actuelles du réseau de basse tension du Distributeur. En effet, les systèmes de communication et d'automatisation d'Hydro-Québec Production et Transénergie seraient nettement en avance sur ceux du Distributeur.

Mettre à niveau le système de communication et d'automatisation ne comporterait que des avantages pour le Distributeur et sa clientèle.

---

<sup>5</sup> R-3610-2006, HQD-12, document 3, page 27 de 32

# Le cas de l'Ontario, suivi

## Analyse de rentabilité

Le GRAME s'est interrogé sur les affirmations du Distributeur quant à l'analyse de rentabilité non effectuée par l'Ontario.

### *L'Ontario*

*« À la connaissance du Distributeur, l'Ontario constitue le seul exemple de déploiement massif de compteurs avancés justifié par les avantages de la tarification dynamique bien que cet avantage n'ait pas fait l'objet d'une analyse de rentabilité. »*

Référence : R-3610-2006, HQD-12, doc. 3, page 13 de 32

### *Préambule*

*Le Distributeur affirme que l'Ontario n'a pas réalisé d'analyse de la rentabilité de la tarification dynamique.*

### *Demande*

*24.1) À quels types d'analyses faites-vous références ?*

### *Réponse :*

*Les analyses de rentabilité sous-jacentes à la décision d'implanter massivement des compteurs avancés en Ontario n'incluent aucune évaluation de gains associés au déplacement de charge, et conséquemment, à la réduction des coûts d'approvisionnement. Cette question a été largement débattue dans la cause tarifaire R-3579-2005. Le GRAME a d'ailleurs mis en preuve les documents qui confirment cette absence d'analyse.*

De notre compréhension des analyses de rentabilité sous-jacentes à la décision d'implanter massivement des compteurs avancés en Ontario ont été effectivement réalisées, mais le Distributeur conclut que celles-ci n'incluent pas une analyse des gains associés au déplacement de charge et donc à la réduction des coûts d'approvisionnement.

Il serait intéressant d'obtenir en quoi ces analyses de rentabilité semblent suffisantes pour la Commission de l'énergie de l'Ontario pour justifier l'implantation des compteurs avancés dans toute la province de l'Ontario.

Au risque de nous répéter, le Distributeur reconnaît, outre ceux « (...) d'induire des comportements permettant... une réduction des coût d'approvisionnement », d'autres types de bénéfices tels que les bénéfices « sous forme de réduction des frais d'exploitation ou des pertes de revenus »<sup>6</sup>.

Ainsi le Distributeur associe deux types de bénéfices aux compteurs avancés, soit des bénéfices de réduction des frais d'exploitation ou de réduction de pertes de revenus et de bénéfices sur la réduction des coûts d'approvisionnement. Le Distributeur répond d'ailleurs au GRAME ce qui suit :

---

<sup>6</sup> R-3610-2006, HQD-12, doc. 3, page 5 de 32

« À la connaissance du Distributeur, les bénéfices identifiés en référence incluent l'ensemble des bénéfices associés aux compteurs avancés dont ceux que les clients peuvent en retirer »

Référence : R-3610-2006 Réponse à la demande de renseignements no. 1 du GRAME, HQD-16, Document 6, Page 35 de 52.

Le GRAME trouve donc présomptueuse l'analyse des faits par le Distributeur concernant le cas de l'Ontario en affirmant que ceux-ci n'ont pas évalué adéquatement la rentabilité effective de cette mesure.

**Le GRAME demande au Distributeur que celui-ci dépose en audience ces analyses de rentabilité dont il a pris connaissance et qui sont donc sous-jacentes à la décision d'implanter massivement des compteurs avancés en Ontario.**

### État d'avancement du déploiement du Smart Meter Initiative (RP-2004-0196)

Le défi relevé par l'Ontario est grand, soit celui d'implanter d'ici 2010 dans toute l'Ontario des compteurs électriques intelligents. Nous avons retenu certaines démarches réalisées dans le contexte actuel du déploiement de cette initiative :

- Le système de compteurs intelligents comprend les fonctions ICA et SGSDC. L'ICA (infrastructure relative aux compteurs avancés) est l'infrastructure au sein de laquelle les lectures horaires, portant la date et l'heure, seront relevées à distance et transmises quotidiennement à un ordinateur contrôlant le service et, éventuellement, à un SGSDC centralisé ;
- Le ministère propose deux autres ébauches de règlements qui permettraient d'identifier les activités de comptage de l'électricité, établir les principes que doivent respecter les distributeurs relativement aux acquisitions, et de **régir la récupération des coûts des distributeurs liés à l'ICA** ;
- Le ministère a également tenu, **six séances de consultations publiques** sur l'ébauche des spécifications ;
- Le rôle et l'ébauche des spécifications relatives aux fonctions du SGSDC (système de gestion et de stockage des données de compteurs) a été déterminé de façon à fournir une infrastructure commune pour la lecture des compteurs, à assurer la lecture de consommation pour la facturation, à stocker et gérer les données et à permettre un accès à ces données.

D'autre part, ce qu'il faut retenir c'est que le Ministère de l'énergie a conclu des arrangements avec un organisme indépendant « *Independent Electricity System Operator (IESO)* » afin de voir à la mise en place du « *Smart Metering Initiative (SMI)* ». Cet organisme œuvrera plus spécifiquement à l'implantation d'un système de gestion des données.

Afin de compléter les informations fournies par le Distributeur sur le cas de l'Ontario et le suivi réglementaire, voici quelques précisions supplémentaires. Concernant les distributeurs, ceux-ci devront soumettre à la Commission de l'énergie de l'Ontario un plan d'investissement

pour les compteurs intelligents. La décision générique EB-2005-0529 statue qu'un montant de \$3.50 est accordé d'une manière prédéterminée par mois par compteur installé durant l'année de référence (May 1, 2006 to April 30, 2007) et devra être inscrit à titre de revenu et ce, au lieu des coûts proposés par le demandeur.

La décision générique statue d'autre part que les revenus en provenance des compteurs intelligents devront être alloués à tous les consommateurs et récupérés via les charges de service mensuel. Les distributeurs sont aussi appelés à discuter et à émettre, notamment, d'autres propositions pour le recouvrement des coûts via les tarifs en 2006 ou selon des ajustements aux taux en 2007. (Voir Annexe X)

*The EB-2005-0529 Generic Decision contained findings relevant to funding for smart meters for electricity distributors. If the applicant filed a specific smart meter plan in the revenue requirement, the Generic Decision provided that an amount determined as \$3.50 per meter per month installed during the rate year be reflected in the applicant's revenue requirement, instead of the smart meter-related costs proposed by the applicant.*

*Consequently, the amounts that the applicant had proposed in its 2006 rate application were removed and replaced with the amount determined in accordance with the Generic Decision. If an applicant did not file a specific smart meter investment plan or request approval of any associated amount in its revenue requirement, the Generic Decision provided that \$0.30 per residential customer per month be reflected in the applicant's revenue requirement. As there have been variances accounts established and for simplicity, the Board did not make any distinction for purposes of setting rates between the meter costs for residential and non-residential customers. Furthermore, the Generic Decision stated that this smart meter revenue will be allocated to all metered customers and recovered through the monthly service charges.*

*1 O. Reg. 425/06 – Criteria and Requirements for Meters and Metering*

Référence: Ontario Energy Board, Filing Requirements for Smart Meter Investment plans, Octobre 23, 2006

### **Ci-dessous, quelques extraits exposants ce que l'Ontario tente de mettre en place via une culture de conservation de l'énergie**

#### **Compteurs intelligents**

*Dans le but de créer une culture de la conservation dans la province et faire de cette dernière le chef de file nord-américain en matière d'efficacité énergétique, le gouvernement a pris des mesures visant à faciliter des initiatives diverses, dont les suivantes :*

- l'introduction d'un tarif d'électricité souple, en fonction de l'heure d'utilisation;*
- une diminution de la consommation en Ontario de l'ordre de cinq pour cent d'ici 2007;*
- un engagement à installer des compteurs électriques intelligents dans 800 000 foyers et petites entreprises d'ici 2007, et dans toute l'Ontario d'ici 2010;*
- l'adoption d'une législation visant à mettre en œuvre l'initiative des compteurs intelligents ainsi*

que les objectifs relatifs à la conservation.


Le système de compteurs intelligents comprend les fonctions ICA et SGSDC. L'ICA (infrastructure relative aux compteurs avancés) est l'infrastructure au sein de laquelle les lectures horaires, portant la date et l'heure, seront relevées à distance et transmises quotidiennement à un ordinateur contrôlant le service et, éventuellement, à un SGSDC centralisé.

Le rôle du SGSDC (système de gestion et de stockage des données de compteurs) est de fournir une infrastructure commune recevant les lectures des compteurs de tous les ICA de la province, de traiter les lectures de consommation de sorte qu'elles soient prêtes à la facturation, de stocker et de gérer les données, et de permettre aux parties concernées d'avoir accès à ces données.

La Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie précise de façon générale les buts et objectifs relatifs au SGSDC.

Les compteurs intelligents diffèrent des compteurs permettant la facturation nette. Pour en savoir plus long sur ces derniers, voir la [section des énergies renouvelables](#) sur le site Web du ministère de l'Énergie.

### **Infrastructure relative aux compteurs avancés (ICA)**

Dans le cadre de l'initiative des compteurs intelligents du gouvernement, le ministère de l'Énergie a retenu les services d'un conseiller technique afin d'élaborer des spécifications de haut niveau pour une ICA. Les spécifications ont été affichées sur le site Web du ministère pendant une période de deux semaines en fin novembre dernier, afin de donner aux intervenants l'occasion de soumettre des observations. Cette période a pris fin le 6 décembre 2005. Le ministère a également tenu, dans diverses régions de la province, six séances de consultation publiques sur l'ébauche des spécifications. En tout, 184 participants, représentant 45 organismes concernés étaient présents lors des consultations. À cette occasion, les intervenants ont soulevé plusieurs questions et apporté nombre d'observations utiles. Des révisions ont été apportées aux spécifications de haut niveau à la suite de ce processus. On peut les consulter en cliquant sur le lien suivant : [Revised High-Level AMI Specs](#) 

Le ministre propose d'inclure les spécifications de l'ICA à un règlement. Une ébauche de ce règlement est maintenant disponible pour commentaires. Cette ébauche peut être téléchargée en cliquant sur le lien suivant : [Règlements sur l'électricité](#). L'ébauche sera disponible pour une période de deux semaines se terminant **le mardi 20 juin 2006** à 17 h. Toutes les soumissions écrites doivent être envoyées à [write2us@energy.gov.on.ca](mailto:write2us@energy.gov.on.ca) en indiquant « **Spécifications de l'ICA** » dans la ligne objet.

Le ministère propose deux autres ébauches de règlements qui permettraient d'identifier les activités de comptage de l'électricité, établir les principes que doivent respecter les distributeurs relativement aux acquisitions, et de régir la récupération des coûts des distributeurs liés à l'ICA. Les deux ébauches de règlements proposés peuvent être consultées en cliquant sur le lien suivant : [Règlements sur l'électricité](#). Les ébauches seront affichées pour une période de trois semaines. Les soumissions doivent être présentées au plus tard à 17 h, le lundi 3 juillet 2006. Toutes les soumissions écrites doivent être envoyées à [write2us@energy.gov.on.ca](mailto:write2us@energy.gov.on.ca); veuillez inscrire « **Compteurs intelligents : ébauche de réglementation** » dans la ligne 'objet'.

### **Système de gestion et de stockage des données de compteurs (SGSDC)**

L'ébauche des spécifications relatives aux fonctions du SGSDC est maintenant disponible à l'intention des intervenants souhaitant soumettre des observations. Veuillez prendre note que le délai pour soumettre des observations a été prolongé jusqu'au vendredi 30 juin 2006, 17 h. Toutes les soumissions écrites doivent être envoyées à [write2us@energy.gov.on.ca](mailto:write2us@energy.gov.on.ca) en inscrivant « **Spécifications du SGSDC** » dans la ligne objet

Référence : <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=electricite.smartmeters>

## **Ci-dessous, la revue du Programme d'implantation d'un système de mesurage par compteur intelligent**

### ***The Smart Metering System Implementation Program (SMSIP)***

*is the framework in which Ontario's Smart Metering Initiative (SMI) will be carried out. The SMI is the Government of Ontario's initiative to create a conservation culture and a toolset for demand management based upon the province-wide deployment of smart meters. The purpose of this website is to assist stakeholders through the dissemination of information about the SMSIP and its various technical components such as the meter data management/ meter data repository (MDM/R) functions.*

***The SMSIP and this website are administered by the [Independent Electricity System Operator \(IESO\)](#).***

### ***Smart Meter Initiative (RP-2004-0196)***

*The Government of Ontario has established targets for the installation of 800,000 smart electricity meters by December 31, 2007 and installation of smart meters for all Ontario customers by December 31, 2010.*

*The Board received a directive from the Minister of Energy under Section 27.1 of the Ontario Energy Board Act, 1998 (the Act) on July 16, 2004 (the Directive). In it, the Minister directed the Board to consult with stakeholders to identify options and address issues with regard to the targets. The Board was to provide an implementation plan for the achievement of the Government of Ontario's smart meter targets to the Minister by February 15, 2005.*

*On January 26, 2005, the Board submitted its implementation plan on smart meters to the Minister of Energy. The proposed plan identifies the mandatory technical requirements for smart meters and the support systems distributors will require; sets priorities for implementation in order to meet the government's targets; identifies regulatory mechanisms for the recovery of costs; and identifies how barriers can be mitigated. In addition, the report addresses competitiveness in the provision and support of smart meters and the need for and effectiveness of non-commodity time of use rates.*

### ***CURRENT STATUS***

*Bill 21, Energy Conservation Responsibility Act, 2006, has received Royal Assent and sets the framework for the smart meter initiative. A number of regulations under the Act are expected.*

*The Ministry has designated the Independent Electricity System Operator to act as Program Coordinator for the Smart Metering System Implementation Program (SMSIP). This is the framework in which Ontario's Smart Metering Initiative will be carried out.*

*Référence: [http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/industryrelations/ongoingprojects\\_smartmeters.htm](http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/industryrelations/ongoingprojects_smartmeters.htm)*

## L'état d'avancement du projet pilote, Ontario Smart Price Pilot

Afin d'assurer le suivi du dossier de l'implantation des compteurs avancés pour la province de l'Ontario, nous avons préparé une revue non exhaustive sur le sujet.

Un projet pilote, tel que mentionné par le Distributeur en réponse à la demande du GRAME est en cours présentement chez Hydro Ottawa depuis septembre 2005 afin d'évaluer quel type de tarification devrait être utilisé avec la technologie des compteurs avancés.

L'objectif étant d'apprendre sur la capacité des consommateurs à préserver l'électricité via les compteurs intelligents joints à une tarification « time-of-use ».

Nous notons donc que le projet vise deux objectifs, c'est-à-dire la capacité des consommateurs à utiliser l'électricité et leur capacité à transférer leur demande entre périodes de consommation.

Le projet pilote permettra d'observer, selon le modèle de tarification choisie, la réaction des consommateurs et les résultats sur la demande totale d'énergie.

Les résultats de ce projet pilote seront disponibles au début de 2007 et serviront à déterminer la meilleure approche pour l'établissement des tarifs.

De notre compréhension, ce projet pilote n'est pas le seul à être en fonction simultanément en Ontario. Ci-dessous, d'autres projets pilotes:

### ***Smart Meter Pilot Projects:***

- 1. Chatham-Kent, retrofitting of existing meters*
- 2. PUC Distribution, Sault Ste. Marie - utilizing broadband communications over powerlines*
- 3. Newmarket Hydro - expanding threshold to gas, water and electricity meter capabilities*

Référence: CEATI. DSM Worksho, Ontario.s Local Distribution Companies: Bill 21 and the Smart Meter Initiative, David Collie, EDA Vice Chair, May 11, 2006, page 9 de 15

Le projet réalisé avec Hydro Ottawa servira à déterminer la meilleure approche pour l'établissement des tarifs. D'ailleurs, ce projet permettra évaluer le potentiel de consommation de trois groupes de consommateurs selon trois types de tarification :

*“- standard Time-of-Use (TOU) pricing where rates change in relation to periods of Off-peak, Mid-peak and On-Peak demand; (Tarification différenciée dans le temps (TDT)*

*- TOU with critical peak pricing (CPP), and; (Tarification pour période critique (TPC)*

*- TOU with critical peak rebates (CPR).”*

Référence : Ontario Energy Board of Ontario, Backgrounder Ontario Smart Price Pilot, Background Time-of-Use (TOU), August 1st, 2006

L'utilisation de la technologie des compteurs intelligents ne résulte pas nécessairement en une réduction de la consommation totale mais permettrait aux consommateurs d'identifier leur profil de consommation et de les aider à identifier comment gérer leurs coûts en énergie. En effet, la plupart des consommateurs n'étant pas conscients de la différence de prix de l'énergie en fonction des heures d'utilisation de celle-ci.

Selon le Distributeur Hydro Ottawa, les consommateurs ne seront pas facturés pour les coûts relatifs aux compteurs intelligents mais ceux-ci seront récupérés via l'établissement des tarifs en fonction de chacune des classes de consommateurs.

**Pour plus d'information veuillez consulter l'annexe IX**

**Le GRAME demande à la Régie d'exiger du Distributeur que celui-ci présente l'état d'avancement de même que les résultats de ce projet pilote lors de la prochaine cause tarifaire.**

**La structure de prix proposé par la décision générique : « times-of-use (TOU) price »**

Le Distributeur mentionne que les prix établis pour la structure tarifaire sont fonction d'une relation 1/2/3 et qu'elle « *ne semble donc aucunement reliée à la relation qui existe entre les coûts d'approvisionnement* ». <sup>7</sup>

Cependant, à la lecture des faits énoncés par la Commission de l'énergie de l'Ontario, le « *(TOU) pricing is not yet mandatory, it is expected to increase in use as the government's smart meter initiative is rolled out over the next several years* » <sup>8</sup>

Concernant la structure de prix proposée par la décision générique, ce qu'il faut comprendre c'est que la décision permet d'établir une structure initiale qui sera ajustable dans les années qui viennent afin de refléter plus précisément les coûts d'approvisionnement.

À la lecture de la comparaison du prix du « *Regulated Price Plan* » (« RPP ») et du prix horaire IESO, nous comprenons que la décision générique permet de récupérer des coûts d'approvisionnement provenant de la plage horaire située entre 7h00 et 8h00 AM (pour la période du 1<sup>er</sup> mai – 31 oct.) à la période entre 17h00 et 22 h.

Il pourrait s'agir d'un ajustement afin de niveler le prix de l'électricité, comme c'est le cas lors des certaines décisions prises par la Régie de l'énergie ou lors d'une demande faite par le Distributeur (se référer à la demande du Distributeur de reporter des hausses de tarifs sur plusieurs années au dossier R-3579-2005). Sans nous aventurer trop dans cette hypothèse, il pourrait s'agir d'un choix de régularisation des tarifs qui sera ajusté, comme le mentionne le « *Regulated Price Plan Report* » <sup>9</sup>, « *over the next several years* ». Il s'agit d'une mesure provisoire. Nous croyons que la Commission de l'énergie de l'Ontario agit de manière prudente à cet égard.

<sup>7</sup> Dossier R-3610-2006, HQD-12, doc. 3, page 15 de 32

<sup>8</sup> Dossier R-3610-2006, HQD-12, doc. 3, page 15 de 32

<sup>9</sup> Dossier R-3610-2006, HQD-12, doc. 3, page 15 de 32

## Le rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario et le RPP

L'une des raisons faisant en sorte que le vrai signal de prix n'est pas retransmis intégralement aux consommateurs est certes le rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Peut-être devra-t-elle modifier son approche ou entend-t-elle déjà le faire d'ici quelques années afin de rencontrer les objectifs d'un signal de prix se rapprochant le plus possible des vrais coûts en approvisionnement du marché.

En effet, « *La Commission évalue les coûts en approvisionnement d'électricité et les convertie en tarifs stables et prévisibles pour les consommateurs* », voir ci-dessous un extrait du rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario pour la détermination du prix du RPP.

### ***OEB Role in Determining Prices under the RPP***

*The OEB has a different role in calculating the commodity electricity prices that RPP consumers will pay relative to its role in regulating the distribution rates that utilities collect for delivering electricity to homes and businesses.*

*Distribution utilities file applications with the Board for approval of cost-based charges levied on consumers for providing distribution services. The OEB scrutinizes these applications and sets reasonable rates to recover justifiable and prudent costs from consumers.*

*In contrast, for the RPP, the OEB forecasts the total cost of supplying the electricity used by RPP consumers and converts that cost into stable and predictable prices for RPP consumers. The forecast cost of supply is based on a set of prices that, unlike distribution rates, are not determined by the OEB. Some of these prices will be determined in the open market and will fluctuate hourly based on supply and demand. Some of these prices are determined by Government regulation or are based on contracts entered into by the OPA or the former Ontario Hydro. Simply stated, the OEB does not regulate the electricity commodity prices which form the basis of the electricity prices in this RPP Price Report. In other words, while the OEB determines the electricity commodity prices that RPP consumers will pay, the OEB does not determine the various commodity prices that are blended together to set the RPP prices.*

Reference: Regulated Price Plan Price Report - May 1, 2006 to April 30, 2007, 12 avril 2006.

## Types de tarification du projet pilote Hydro Ottawa

D'autre part, la revue du projet pilote réalisé par Hydro Ottawa nous met sur la piste des types de tarification qui sont à l'étude et qui serviront à établir et à ajuster la tarification relative aux compteurs intelligents, soit la tarification différenciée dans le temps (TDT), la tarification pour période critique (TPC) et la tarification avec « *critical peak rebates (CPR)* ».”

*On a handful of “Critical Peak” days each year, some program participants will see a higher electricity price for three to four “on-peak” hours. Others can earn a special rebate by reducing electricity use during those “on-peak” hours.*

Référence : Ontario Energy Board of Ontario, Backgrounder, August 1st, 2006, Ontario Smart Price Pilot

La détermination de la province de l'Ontario à utiliser des compteurs intelligents pour appuyer ce type de tarification est justifiée parce que cette technologie permettra d'améliorer l'efficacité de la tarification différenciée.

De notre avis, il ne servirait à rien de procéder à un remplacement de tous les compteurs de la province de l'Ontario par des compteurs à double registre qui ne peuvent transmettre un signal de prix aux consommateurs. Le compteur à double registre ou plus permettrait des bénéfices d'approvisionnement ou de réduction des coûts pour le Distributeur, mais ne permettrait probablement pas au consommateur de gérer sa demande en énergie et de réduire sa facture éventuellement.

De notre compréhension, le consommateur n'aurait pas autant d'avantages à payer pour le changement de son compteur actuel par un compteur à double registre que des avantages à changer pour un système de mesurage intelligent.

Il s'agit d'évaluer pour qui la mesure ou les mesures sont les plus rentables et donc de choisir en conséquence ce qui permet à la fois au Distributeur et aux consommateurs de profiter de ces nouvelles technologies.

### **Les coûts d'approvisionnement et le signal de prix**

Le Distributeur nous mentionne que le « *signal de prix de la TDT reste tributaire de la justesse des prévisions en coût d'approvisionnement* »<sup>10</sup>.

Nous avons revu les informations disponibles au rapport « *Regulated Price Plan Report – April 1, 2005 to March 31, 2006, de la Commission de l'énergie de l'Ontario* ».

Ce que nous retenons sur la volatilité des coûts en approvisionnement n'est pas surprenant. En effet, comme la production d'électricité en Ontario est tributaire du prix du diesel, du gaz naturel et du charbon, il est normal que des variations de l'ordre de 10%, en plus ou en moins, entre les prévisions et le coût en approvisionnement survienne en cours d'année, tel que le souligne le Distributeur en page 18 de son rapport de vigie II sur les Compteurs avancés (HQD-12, doc. 3).

Le prix de l'énergie a varié significativement au cours de ces périodes et n'était pas, en tout ou en partie, totalement prévisible, ce qui n'empêche pas la Commission de l'énergie de l'Ontario de développer des outils qui lui permettront de transmettre un signal de prix et de l'envoyer effectivement via une tarification différenciée dans le temps (TDT).

#### ***Methodology used to model variances from the static forecast RPP supply cost.***

*RPP supply comes from four sources: those under contract, those that are regulated, those that are subject to a revenue limit, and those priced in the IESO-administered market. Sources subject to regulation are the supply from the regulated OPG assets (baseload hydroelectric and nuclear). Sources under contract include supply from existing non-utility generators (NUGs) that are under contracts now held by the Ontario*

---

<sup>10</sup> Dossier R-3610-2006, HQD-12, doc. 3, page 18 de 32

*Electricity Financial Corporation (OEFC); and from any contracts, such as the results of the current RFPs, which are between the suppliers and the OPA. Sources subject to a revenue limit are the supply from OPG's non-prescribed assets (coal and non-regulated hydroelectric). The expected variance of the RPP supply cost is modeled by considering the factors subject to random variation, and simulating that variation. For each simulation, the effect on the RPP Supply Cost is determined and the expected variance of RPP supply cost is calculated against the static forecast.*

*The RPP supply cost can be influenced by several factors subject to random variation. These factors include the quantity of supply from the regulated assets and other contracted sources, the level of demand from RPP eligible consumers, and the Ontario market price.<sup>16</sup>*

*The interaction among these factors can be complex, because the first two, supply and demand conditions, can affect the third, the Ontario market price. Navigant Consulting has modeled this complex relationship using a combination of econometric and statistical techniques. These have been applied to the supply from the nuclear generation assets (both OPG and Bruce Power), the demand from consumers in Ontario, and the market price.*

*Variations in fuel prices, such as natural gas and coal, can have a significant influence on the Ontario market price and hence the RPP supply cost.*

Référence: « Regulated Price Plan Report –April 1 , 2005 to March 31, 2006, de la Commission de l'énergie de l'Ontario, page 21.

Selon l'analyse du consultant « *Navigant Consulting Inc* » (voir annexe III) l'évolution et la volatilité du prix du gaz naturel influence les prix de l'électricité en Ontario au-delà du prix des autres sources d'énergies tel que le charbon et le prix du mazout. L'analyse effectuée par le consultant Navigant démontre que le prix horaire de l'électricité en Ontario augmente d'environ 13 % lorsque le prix du gaz naturel est de 20% supérieur à la prévision de celui-ci et décroît de moins de 12.5 % lorsque le prix du gaz naturel est de 20% inférieur aux prévisions.

Cela fait en sorte que le constat du Distributeur à l'effet que la prévision des coûts d'approvisionnement a été sous-estimée ou surestimée de l'ordre de 10% apparaît normal dans le contexte d'approvisionnement du cas de l'Ontario. Est-ce à dire que ce constat empêcherait l'Ontario de se doter d'un système de gestion de la demande plus efficace ?

Le Distributeur mentionne que « *En 2005, ces coûts ont été sous-estimés environ du même montant (400 M\$). Ainsi, la hausse tarifaire reflétée dans la structure de prix en vigueur au 1<sup>er</sup> mai 2006 est due pour la moitié à un manque à gagner sur les coûts d'approvisionnement pour 2005* »<sup>11</sup>. Il y aurait donc un « *décalage entre les coûts réels d'approvisionnement et le signal de prix* »<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> R-3610-2006- HQD-12, doc. 3, page18 de 32

<sup>12</sup> R-3610-2006- HQD-12, doc. 3, page19 de 32

En fait, ce décalage est dû en tout ou en partie aux variations du prix du gaz naturel, variation dont l'ampleur n'avait pas été prévue lors de l'établissement des prix. Puisque, comme c'est le cas au Québec, le prix de l'électricité est fixé sur une base prévisionnelle, il n'est que normal que dès que les coûts d'approvisionnement augmentent au-delà des prévisions, que les tarifs soient ajustés dès que possible et donc qu'un signal de prix soit immédiatement transmis aux consommateurs.

Le signal de prix ne serait pas transmis si la Commission de l'énergie de l'Ontario statuait sur un report ultérieur de ces coûts d'approvisionnement dans un compte de frais reportés sur les années à venir. Le GRAME est d'avis qu'il n'y a que peu de décalage, outre celui imposé par la Commission de l'énergie de l'Ontario dans le but de protéger l'ensemble des consommateurs et d'assurer une stabilité des prix.

**Le GRAME n'est donc pas du même avis que le Distributeur sur ce point de l'analyse présentée au rapport de vigie sur les compteurs avancés.**

### **Fuel Price Forecast Risk**

*In general, the fuel price that is subject to the most uncertainty is natural gas. Currently Ontario has a relatively limited amount of natural gas-fired generation that is likely to set the HOEP (hourly Ontario electricity price), however natural gas-fired plants do set the HOEP a considerable amount of time and the amount of natural gas-fired generation in the Ontario market will grow over time. The largest natural gas facilities include Lennox (2,140 MW) which is also capable of burning residual oil, the TransAlta Sarnia project (575 MW), the Brighton Beach project (570 MW) and the GTAA Cogeneration Facility (117 MW). However, there is also a considerable amount of natural gas-fired generation in interconnected markets, i.e., primarily New York and Michigan. While generation from these markets cannot set the HOEP under the IESO's Intertie Offer Guarantee rule, it nonetheless has an influence on Ontario market prices.*

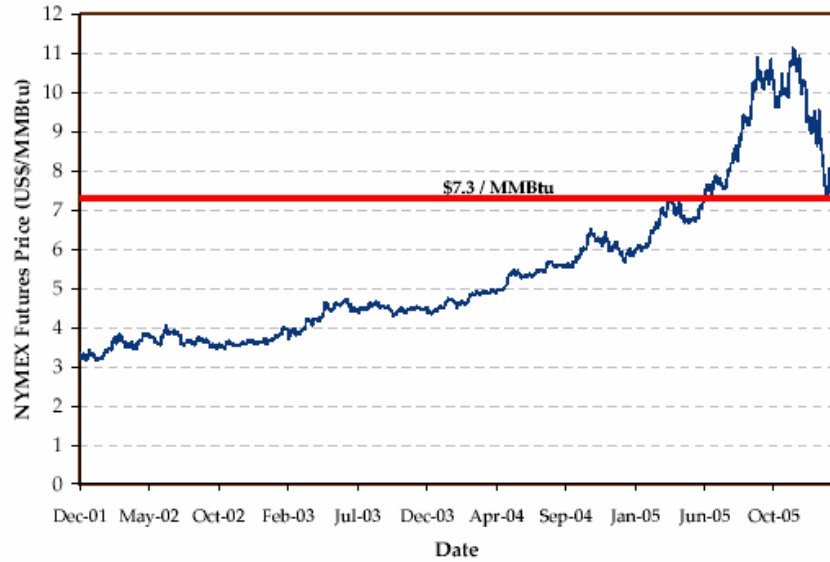
*The most obvious risk associated with natural gas prices is the inherent price volatility of the commodity itself. Natural gas prices are very closely correlated to crude oil prices, and the relative instability of world oil and natural gas markets has led to an increase in the volatility of the commodity price. While this is not captured by the ProSym model, an effort is made to account for a portion of this volatility when setting the RPP price.*

*Lennox is the only major Ontario generator which burns oil, but generally residual oil is not its primary fuel. Furthermore, there is a relatively limited amount of oil-fired generation in Ontario's interconnected markets. Therefore, Ontario electricity market prices are not significantly influenced by oil prices.*

*Coal-fired generation establishes the HOEP approximately 50% of all hours, particularly during off-peak hours. Historically, coal prices have been much less volatile than either natural gas or oil prices. This is apparent in Figure 4, where the trend in forward prices for natural gas for May 2006 delivery are compared to the trend*

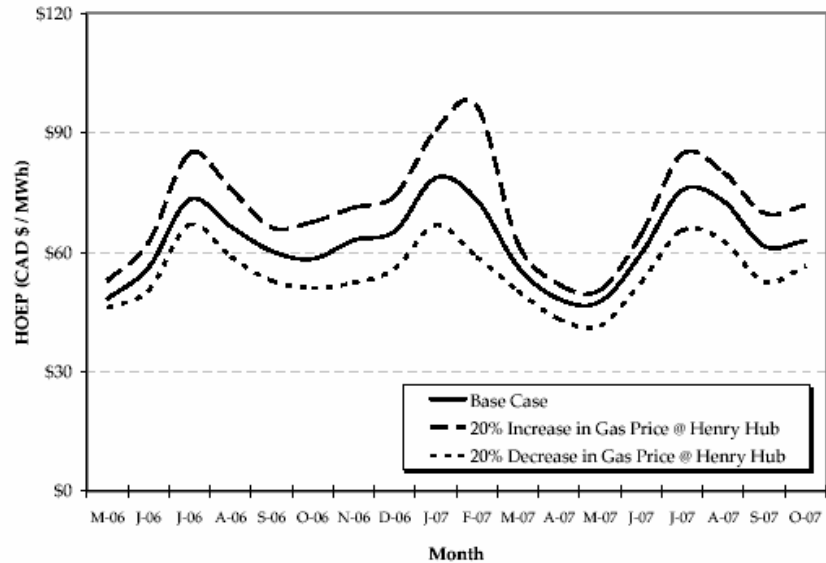
in forward prices for Central Appalachian coal for May 2006 delivery. *Navigant Consulting* expects that this will continue to be the case.

Figure 3: Historical May 2006 Forward Prices (US\$/MMBtu)



Source: NYMEX

Figure 5: Comparison of Monthly Average HOEP with  $\pm 20\%$  Change in Henry Hub Gas Price



Source: NCI

*Based on this assessment and the experience of the late summer and fall of 2005, Navigant Consulting believes **that the most significant fuel price forecast risk remains natural gas**. A cold winter or hot summer that increases the demand for natural gas-fired generation, could result in significant increases in natural gas prices. Conversely, a warm winter or cool summer should result in a softening of near term natural gas prices, such as was witnessed in January and February of 2006.*

*Therefore, we evaluated the impact of a  $\pm 20\%$  change in Henry Hub natural gas prices on the HOEP using ProSym. The results of this analysis are shown in Figure 5 which shows the monthly average HOEP for a base case as well as high and low natural gas price sensitivities. **This analysis indicated that the HOEP increased by an average of about 13% when natural gas prices were assumed to be 20% higher than our forecast and decreased by slightly less – an average of 12.5% -- when natural gas prices were assumed to be 20% lower than our forecast.***

Référence : Ontario Wholesale Electricity, Market Price Forecast, For the Period May 1, 2006 through October 31, 2007, April 12, 2006, Navigant Consulting Inc., pages 18 à 20

## Discussion

Le Distributeur mentionne que « *la volonté d'implanter des compteurs avancés chez l'ensemble de la clientèle précède les analyses de rentabilité* »<sup>13</sup>. Est-ce à dire que l'Ontario est à blâmer pour ce manque de prudence ou bien que les analyses sous-jacentes de rentabilité effectuées, sans tenir compte des coûts d'approvisionnement selon le Distributeur, font en sorte que l'implantation des compteurs avancés est rentable en elle-même ?

La comparaison entre deux types de compteurs demeure ce qui est le plus intéressant du tableau de l'estimation des coûts associés aux compteurs avancés en Ontario par l'*Electricity Distributors Association* (« EDA »)<sup>14</sup>. En effet, selon ces informations, le coût d'un compteur à double registre n'est pas significativement beaucoup plus important que celui d'un compteur à intervalle en comparaisons avec l'ensemble des autres coûts qui y sont associés et des efforts à déployer. De fait, le prix des compteurs avancés est en pleine évolution et permettraient d'envisager cette mesure avec moins de risques financiers.

Compte tenu des efforts considérables à entreprendre pour la mise en place d'un tel système de mesurage et de tarification, la décision ne devrait donc pas se prendre en fonction du surcoût d'une mesure par rapport à l'autre, mais en fonction des avantages associés à l'une par rapport à l'autre.

Quant à l'autre conclusion du Distributeur à l'effet que les charges qui peuvent être effacées par les clients résidentiels restent très marginales, nous croyons que pour que l'analyse soit plus complète, celle-ci ne doit pas se faire uniquement sur les charges ou sur la puissance, mais sur la quantité d'énergie effectivement consommée.

**Le GRAME demande au Distributeur de présenter le potentiel de charge ainsi que le potentiel de kWh économisés correspondant.**

De notre compréhension et de l'avis du Distributeur, celui-ci « *doit répondre en 2007 au souhait exprimé par le gouvernement dans sa stratégie énergétique d'implanter progressivement au Québec une tarification différenciée dans le temps* ».

*"Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs."*

Référence : Gouvernement du Québec, L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 57

Le GRAME s'interroge d'autre part sur l'interprétation à donner à la demande du gouvernement du Québec concernant l'établissement d'une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le Distributeur répond ce qui suit à la demande du GRAME.

<sup>13</sup> R-3610-2006, HDQ-12, doc. 3, page 26 de 32

<sup>14</sup> Voir : <http://www.eda-on.ca/eda/edaweb.nsf/0/C132012C8366C33085256F4A0072C976>

*Question 20.2) Sommes-nous dans l'erreur d'affirmer que «la facture globale de l'ensemble des consommateurs » fait référence à une moyenne et ne vise pas nécessairement aucun impact pour chacun des consommateurs, indépendamment des changements que ces consommateurs apporteront à leurs profils de consommation ?*

*Réponse :*

*Cette interprétation est conforme à la définition de neutralité tarifaire.*

Référence : Demande R-3610-2006, Réponse à la demande de renseignements no. 1 du GRAME, page 33 de 52

La position du Distributeur quant à l'interprétation à retenir sur l'impact sur la facture globale des consommateurs d'une tarification dynamique est la suivante :

**« Néanmoins, ce sera à la Régie de statuer sur l'interprétation à accorder à l'orientation du gouvernement »**

Référence : Demande R-3610-2006, Réponse à la demande de renseignements no. 1 du GRAME, page 33 de 52

Nous demandons à la Régie de se positionner sur l'interprétation à donner à l'orientation du gouvernement. Pour ce faire nous reprenons les demandes de renseignement faites au Distributeur qui abordent ce sujet :

*20.4) Pourrait-on alors justifier une tarification dynamique qui fondamentalement aurait une conséquence modérée et raisonnable sur la facture globale pour les consommateurs qui ne modifient pas leur profil de consommation dans le temps, tout en réduisant les coûts pour les autres?*

*20.5) Croyez-vous que c'est l'orientation que le gouvernement demande à Hydro-Québec de promouvoir ?*

*Réponse :*

*Voir la réponse du Distributeur à la question 53.1 de la Régie (HQD-16, document 1).  
Néanmoins, ce sera à la Régie de statuer sur l'interprétation à accorder à l'orientation du gouvernement.*

**Le GRAME demande à la Régie de se positionner sur ce sujet ou d'orienter le débat vers le développement d'une tarification différenciée « selon la saison et l'heure d'usage ».**

Le Distributeur se dit aussi en accord avec l'objectif global de la Stratégie énergétique du Québec visant à réaliser des gains en efficacité énergétique et donc de diminuer notre consommation d'électricité par habitant sous réserve que cette diminution soit réalisée tout en étant rentable<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Demande R-3610-2006, Réponse à la demande de renseignements no. 1 du GRAME, page 33 de 52

Dans le contexte énergétique actuel identifié par la Régie<sup>16</sup> concernant la tarification différenciée dans le temps, la Régie a demandé au Distributeur de comparer le tarif expérimental DH au tarif éventuel différencié. Le Distributeur a répondu ce qui suit :

*53.1 Veuillez indiquer, compte tenu du contexte énergétique actuel où le distributeur doit s'approvisionner en électricité postpatrimoniale à la fois pour desservir la pointe d'hiver et la pointe d'été (pour notamment desservir les besoins de climatisation), si les plages horaires de pointe et hors pointe d'un éventuel tarif différencié dans le temps seraient les mêmes que celles du tarif DH en hiver et en été.*

*Réponse:*

*Le Distributeur présentera, lors de la prochaine cause tarifaire, les résultats de ses analyses concernant une nouvelle TDT. Il est prématuré de spéculer sur les prix et modalités qui seront alors proposées. Toutefois, les signaux de prix actuels des coûts marginaux feront partie de la réflexion c'est-à-dire l'écart de prix pointe / hors pointe de 1 ¢/kWh tout au long de l'année ainsi que le coût de puissance de 10 \$/kW.*

De notre compréhension, le Distributeur devra, pour rencontrer ses obligations envers le gouvernement du Québec, présenter au prochain dossier tarifaire une proposition de tarif différencié « *selon la saison et l'heure d'usage* », de même que les résultats de ses analyses concernant une nouvelle TDT. Il n'est pas clair pour le GRAME que la nouvelle tarification différenciée que souhaite présenter le Distributeur permettrait de rencontrer en tout ou en partie, une tarification « *selon la saison et l'heure d'usage* ».

**Pour ces raisons, le GRAME trouve pertinent de mettre en place un groupe de travail qui analyserait le potentiel d'une tarification différenciée. Ce groupe de travail devrait être composé, notamment, de représentants du présent dossier ainsi que de consultants ayant une expérience pertinente en la matière ou ayant déjà travaillé au Canada et notamment au Québec à l'élaboration de tarifs différenciés ou/et de mesurage intelligent ou/et de relève automatisée de compteurs.**

**Le groupe de travail veillerait à l'élaboration de propositions et de scénarios et les déposerait au prochain dossier tarifaire. Ces propositions n'auraient pas besoin d'être unanimement approuvées par le groupe de travail, de cette manière la Régie et tous les intervenants pourraient en examiner les impacts sur leurs clientèles et leurs intérêts respectifs.**

**Le GRAME demande à la Régie de former un groupe de travail qui élaborerait des propositions pour une tarification différenciée dans le temps.**

---

<sup>16</sup> R-3610-2006, HQD-12, doc. 1, page 123 de 196, demande 53.1

## **Conclusions et recommandations**

**Le GRAME demande au Distributeur que celui-ci dépose en audience les analyses de rentabilité sous-jacentes à la décision d'implanter massivement des compteurs avancés en Ontario.**

**Le GRAME réitère sa demande à la Régie de voir à la mise sur pied d'un projet pilote au Québec, intégrant le mesurage intelligent associé à la relève automatisée de compteurs.**

**Le GRAME demande à la Régie de former un groupe de travail qui élaborerait des propositions pour une tarification différenciée dans le temps.**

**Le GRAME demande à la Régie de se positionner sur ce sujet ou d'orienter le débat vers le développement d'une tarification différenciée « *selon la saison et l'heure d'usage* ».**

## Annexes

- Annexe I Preventing Electrical Shocks, What Ontario – And Other Provinces – Should learn about smart metering, C.D. Howe Institute Commentary, N. 210, avril 2005, ISSN 0824-8001, par Ahmad Faruqui and Stephen S. George, 20 pages
- Annexe II Backgrounder-Renseignements, Ministry of Energy-Ministère de l'Énergie, July 26, 2006, Smart Metering Initiative, 2 pages;
- Annexe III Ontario Wholesale Electricity, Market Price Forecast, For the Period May 1, 2006 through October 31, 2007, April 12, 2006, Navigant Consulting Inc., pages 18 à 20;
- Annexe IV Regulated Price Plan, Price Report, May 1, 2006 to April 30, 2007, Ontario Energy Board, April 12, 2006
- Annexe V Suivi du projet pilote : « *Ontario Smart Price Pilot* », *Deux documents, (1) Background (Commission de l'énergie de l'Ontario) et (2) HYDRO OTTAWA SMART METERS* (information disponible sur le site Web de Hydro Ottawa)
- Annexe VI Un compteur devient intelligent lorsqu'il apporte des avantages réels au client et au distributeur, par Jocelyn Gascon-Giroux, Doug Houseman et Jean-Claude Lefebvre, revue CHOC, volume 24, numéro 2, octobre 2006, page 30 et 31