

**COMPTEURS AVANCÉS  
RAPPORT DE VIGIE II**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>RAPPEL CONCEPTUEL.....</b>	<b>5</b>
2.1	COMPTEURS AVANCÉS.....	5
2.2	TARIFICATION DYNAMIQUE.....	5
2.2.1	<i>Tarification différenciée dans le temps (TDT).....</i>	<i>6</i>
2.2.2	<i>Tarification en temps réel (TTR).....</i>	<i>7</i>
2.2.3	<i>Tarification pour période critique (TPC).....</i>	<i>7</i>
<b>3</b>	<b>SECTION 1252 DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE AMÉRICAINE 2005 .....</b>	<b>7</b>
3.1	COMPTEURS AVANCÉS ET TARIFICATION DYNAMIQUE SUR DEMANDE : LES NORMES .....	8
3.2	GESTION DE LA DEMANDE ET EFFACEMENT EN POINTE .....	10
3.3	RESPONSABILITÉ DES ÉTATS .....	12
<b>4</b>	<b>SUIVI DES EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES .....</b>	<b>13</b>
4.1	ONTARIO.....	13
4.1.1	<i>Signal de prix .....</i>	<i>13</i>
4.1.2	<i>Effacement en pointe .....</i>	<i>19</i>
4.1.3	<i>Suivi réglementaire .....</i>	<i>20</i>
4.2	CALIFORNIE.....	21
4.2.1	<i>Signal de prix .....</i>	<i>22</i>
4.2.2	<i>Effacement en pointe .....</i>	<i>23</i>
4.2.3	<i>Suivi réglementaire .....</i>	<i>23</i>
4.3	MANITOBA.....	26
<b>5</b>	<b>CONSTATS .....</b>	<b>26</b>
	<b>ANNEXE A SUIVI DE L'EPACT 2005 .....</b>	<b>29</b>
	<b>AU NIVEAU DES ÉTATS AMÉRICAINS.....</b>	<b>29</b>

## **1 CONTEXTE**

1 Dans sa décision D-2005-34 concernant la Demande relative à l'établissement  
2 des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006, la Régie demandait au  
3 Distributeur de réaliser une vigie sur les compteurs avancés.

4 Une première vigie a été présentée dans le cadre de la cause R-3579-2005.  
5 Dans sa décision D-2006-34, la Régie demande au Distributeur de poursuivre sa  
6 vigie sur les compteurs avancés et d'en rendre compte annuellement lors des  
7 prochains dossiers tarifaires.

8 La Régie est particulièrement intéressée par les résultats de l'expérience  
9 ontarienne et par l'impact de la politique énergétique américaine de 2005  
10 (EPAAct2005) en ce qui a trait à l'obligation pour les distributeurs d'offrir des  
11 options de tarification dynamique et des compteurs avancés aux consommateurs  
12 qui en font la demande.

13 Le présent rapport reprend sommairement le cadre d'analyse présenté au  
14 dossier R-3579-2005 et présente les derniers développements relatifs aux  
15 expériences américaines et canadiennes en matière de déploiement des  
16 compteurs avancés.

17 En outre, dans sa dernière stratégie énergétique, le gouvernement souhaite que  
18 le Distributeur implante éventuellement une forme de tarification dynamique au  
19 Québec, ce qui nécessiterait le remplacement des compteurs électromécaniques  
20 actuels par un modèle de compteur plus évolué. Toutefois, toute proposition en  
21 ce sens devrait être sans impact sur la facture globale des consommateurs.

22 *"Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement*  
23 *souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au*  
24 *Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le*  
25 *gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une*  
26 *demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces*

1                    *propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la*  
2                    *facture globale de l'ensemble des consommateurs."*<sup>1</sup>

## **2 RAPPEL CONCEPTUEL**

### **2.1 Compteurs avancés**

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

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

10 Il est également admis que la technologie des compteurs avancés n'est pas la  
11 seule permettant la réalisation de ces bénéfices. Il existe des technologies  
12 concurrentes, moins coûteuses et tout aussi performantes par exemple la  
13 radiofréquence pour la relève de compteurs et les compteurs à double registre  
14 pour la tarification. En fait, la nature des bénéfices fait en sorte que le premier est  
15 associé à une implantation de masse alors que le deuxième peut s'analyser sur  
16 une base optionnelle.

### **2.2 Tarification dynamique**

17 La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction  
18 de différentes périodes de temps (saison, mois, jour, heure). Les prix reflètent  
19 alors la variabilité des coûts d'approvisionnement, et dans certains cas de

---

<sup>1</sup> Gouvernement du Québec, [L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015](http://www.mrnfp.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf), page 57

1 réseaux, en fonction des périodes pointe et hors pointe ou, ultimement, en  
2 fonction des prix horaires de marché.

3 Deux éléments distinguent les principales options de tarification dynamique l'une  
4 de l'autre : la variabilité des prix et la variabilité des périodes où les prix  
5 s'appliqueront.

### **2.2.1 Tarification différenciée dans le temps (TDT)**

6 La tarification différenciée dans le temps (*Time of Use*) implique différents  
7 niveaux de tarifs prédéterminés selon des périodes définies de consommation.  
8 Simplement, il pourrait s'agir :

- 9 • d'un niveau de prix pour la semaine et un autre pour le week-end ;
- 10 • d'un niveau de prix pour le jour et d'un autre pour la nuit ;
- 11 • d'un niveau de tarif pour les jours d'été et un autre pour les jours d'hiver.

12 Puisque ses prix sont prévisibles et que sa structure est facile à comprendre, la  
13 TDT est, parmi les tarifs dynamiques, la plus utilisée, particulièrement chez les  
14 clients résidentiels et les petits consommateurs.

15 *"Time-of-use pricing has been used for 25 years, and most*  
16 *utilities in the U.S. offer or require it at least for large*  
17 *customers. Many utilities also offer a time-of-use option for*  
18 *residential and small nonresidential customers".<sup>2</sup>*

19 L'application d'une TDT n'implique pas nécessairement l'installation de  
20 compteurs avancés complexes. Un compteur avec double registre, l'un pour le  
21 prix élevé et l'autre pour le bas prix, est suffisant pour mesurer la consommation.  
22 À titre indicatif, les tarifs DH (horo-hebdo-saisonnier) et DT (bi-énergie  
23 résidentielle) du Distributeur ont une structure qui varie dans le temps et la  
24 consommation est simplement mesurée avec un compteur à double registre.

---

<sup>2</sup> Oregon Public Utility, Commission Demand Response Programs for Oregon Utilities, mai 2003,  
[http://www.goodcents.com/Info/DR%20Programs\\_Oregon.pdf](http://www.goodcents.com/Info/DR%20Programs_Oregon.pdf)

### **2.2.2 Tarification en temps réel (TTR)**

1 Lorsqu'une tarification en temps réel (*Real Time Pricing*) est appliquée, le niveau  
2 des tarifs est généralement établi d'heure en heure en fonction des coûts  
3 d'approvisionnement. Les options tarifaires de ce type sont généralement  
4 offertes aux industries pour stimuler les ventes et rarement proposées à la  
5 clientèle résidentielle.<sup>3</sup>

6 La TTR rend nécessaire la transmission d'information aux clients que ce soit via  
7 Internet, le téléphone, le télécopieur ou un compteur avancé. En revanche, la  
8 consommation doit être enregistrée grâce à un compteur à intervalle.

### **2.2.3 Tarification pour période critique (TPC)**

9 La tarification pour période critique (*Critical Peak Pricing*) est à mi-chemin entre  
10 la TTR et la TDT. En effet, bien qu'il existe diverses variantes de la TPC, il s'agit  
11 essentiellement d'une TDT appliquée la plupart des jours de l'année doublée  
12 d'une tarification élevée pour les journées critiques selon les besoins du  
13 distributeur. Le nombre de jours critiques est fixé d'avance mais le distributeur  
14 peut les utiliser comme bon lui semble ; il n'a alors qu'à informer les clients que la  
15 tarification passe en mode critique et que les prix de l'approvisionnement  
16 augmentent.

17 Ce type de tarification dynamique exige une transmission d'information en temps  
18 réel du distributeur au client ainsi qu'un mesurage spécifique de la consommation  
19 en période critique.

## **3 SECTION 1252 DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE AMÉRICAINE 2005**

20 Deux éléments de la section 1252 de l'EPAct 2005 relatifs à la tarification  
21 dynamique méritent une attention particulière dans cette vigie.

---

<sup>3</sup> Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, *A survey of utility experience with real time pricing*, December 2004, <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/54238.pdf>

1 D'une part, le gouvernement a demandé à chaque état de se positionner quant à  
2 la pertinence d'offrir une tarification dynamique à tous les clients qui le  
3 demandent. Cette politique n'annonce d'aucune façon le déploiement massif de  
4 compteurs avancés. En outre, la section 1252 ne fait aucune référence à la  
5 réalisation de bénéfices autres que ceux reliés aux approvisionnements.

6 D'autre part, le gouvernement a donné au *Department of Energy* (DOE) le  
7 mandat de produire une estimation des bénéfices que les États-Unis pourraient  
8 tirer de la gestion de la demande.

### **3.1 Compteurs avancés et tarification dynamique sur demande : les normes**

9 La section 1252 de la politique énergétique indique que les distributeurs  
10 d'électricité devront offrir une option de tarification dynamique aux clients qui en  
11 font la demande. Il s'agit toutefois de normes sur lesquelles les états doivent se  
12 prononcer.

13 *"A. Not later than 18 months after the date of enactment of*  
14 *this paragraph, each electric utility shall offer each of its*  
15 *customer classes, and provide individual customers upon*  
16 *customer request, a time-based rate schedule under which*  
17 *the rate charged by the electric utility varies during different*  
18 *time periods and reflects the variance, if any, in the utility's*  
19 *costs of generating and purchasing electricity at the wholesale*  
20 *level. The time-based rate schedule shall enable the electric*  
21 *consumer to manage energy use and cost through advanced*  
22 *metering and communications technology."*

23 Le gouvernement précise que la tarification peut être une TDT, une TTR ou une  
24 TPC.

25 *"(B) The types of time-based rate schedules that may be*  
26 *offered under the schedule referred to in subparagraph (A)*  
27 *include, among others—*

28 *"(i) time-of-use pricing whereby electricity prices are set for a*  
29 *specific time period on an advance or forward basis, typically*

1            *not changing more often than twice a year, based on the*  
2            *utility’s cost of generating and/or purchasing such electricity at*  
3            *the wholesale level for the benefit of the consumer. Prices*  
4            *paid for energy consumed during these periods shall be pre-*  
5            *established and known to consumers in advance of such*  
6            *consumption, allowing them to vary their demand and usage*  
7            *in response to such prices and manage their energy costs by*  
8            *shifting usage to a lower cost period or reducing their*  
9            *consumption overall;*

10           *“(ii) critical peak pricing whereby time-of-use prices are in*  
11           *effect except for certain peak days, when prices may reflect*  
12           *the costs of generating and/or purchasing electricity at the*  
13           *wholesale level and when consumers may receive additional*  
14           *discounts for reducing peak period energy consumption;*

15           *“(iii) real-time pricing whereby electricity prices are set for a*  
16           *specific time period on an advanced or forward basis,*  
17           *reflecting the utility’s cost of generating and/or purchasing*  
18           *electricity at the wholesale level, and may change as often as*  
19           *hourly; and*

20           *“(iv) credits for consumers with large loads who enter into pre-*  
21           *established peak load reduction agreements that reduce a*  
22           *utility’s planned capacity obligations.*

23           *Each State regulatory authority shall conduct an investigation*  
24           *and issue a decision whether or not it is appropriate for*  
25           *electric utilities to provide and install time-based meters and*  
26           *communications devices for each of their customers which*  
27           *enable such customers to participate in time-based pricing*  
28           *rate schedules and other demand response programs.*

29           Le gouvernement stipule ensuite que les distributeurs devront fournir, aux clients  
30           qui le demandent, un compteur avancé ou à double registre permettant la  
31           tarification dynamique choisie.

32           *“(C) Each electric utility subject to subparagraph (A) shall*  
33           *provide each customer requesting a time-based rate with a*  
34           *time-based meter capable of enabling the utility and customer*  
35           *to offer and receive such rate, respectively.*

### **3.2 Gestion de la demande et effacement en pointe**

1 La section 1252 de la politique énergétique américaine traite également du  
2 potentiel national d'effacement grâce à la gestion de la demande. Elle demandait  
3 au DOE, d'évaluer les bénéfices potentiels associés à la gestion de la demande  
4 et d'indiquer comment un tel potentiel pouvait être exploité.

5 *"The Secretary shall be responsible for... not later than 180*  
6 *days after the date of enactment of the Energy Policy Act of*  
7 *2005, providing Congress with a report that identifies and*  
8 *quantifies the national benefits of demand response and*  
9 *makes a recommendation on achieving specific levels of such*  
10 *benefits by January 1, 2007."*<sup>4</sup>

11 Dans son rapport au congrès américain, le DOE se dit incapable de répondre à  
12 la demande du gouvernement et suggère que cette analyse devrait se faire au  
13 niveau local.

14 *"Based on this review, DOE concludes that, to date, the*  
15 *estimated benefits of demand response are driven primarily*  
16 *by the quantification method, assumptions regarding customer*  
17 *participation and responsiveness, and market characteristics.*  
18 *Without accepted analytical methods, DOE finds that it is not*  
19 *possible to quantify the national benefits of demand response.*  
20 *Moreover, regional differences in market design, operation,*  
21 *and resource balance are important and must be taken into*  
22 *account. Estimates of demand response benefits are best*  
23 *done for service territories, states, and regions, because the*  
24 *magnitude of potential benefits is tied directly to local electric*  
25 *system conditions (e.g., the supply mix, the presence or*  
26 *absence of supply constraints, the rate of demand growth,*  
27 *and resource plans for meeting demand growth)."*<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Congress of the United States of America, Energy policy Act of 2005,  
[http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-  
bin/getdoc.cgi?dbname=109\\_cong\\_bills&docid=f:h6enr.txt.pdf](http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_bills&docid=f:h6enr.txt.pdf)

<sup>5</sup> U.S. Department of Energy, Benefits of Demand Response and Recommendation, A report to  
the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005,  
[http://www.oe.energy.gov/documents/congress\\_1252d.pdf](http://www.oe.energy.gov/documents/congress_1252d.pdf)

1 En revanche, le DOE formule des recommandations plus générales afin de  
2 favoriser la gestion de la demande et offre son assistance aux états pour les  
3 études à venir.

4 *"Fostering Price-Based Demand Response—by making*  
5 *available time-varying pricing plans that let customers take*  
6 *control of their electricity costs. More efficient pricing of retail*  
7 *electricity service is of the utmost importance.*

8 *Improving Incentive-Based Demand Response—to broaden*  
9 *the ways in which load management contributes to the*  
10 *reliable, efficient operation of electric systems. Incentive-*  
11 *based demand response programs can help improve grid*  
12 *operation, enhance reliability, and achieve cost savings.*

13 *Strengthening Demand Response Analysis and Valuation—so*  
14 *that program designers, policymakers and customers can*  
15 *anticipate demand response impacts and benefits. Demand*  
16 *response program managers and overseers need to be able*  
17 *to reliably measure the net benefits of demand response*  
18 *options to ensure that they are both effective at providing*  
19 *needed demand reductions and cost-effective.*

20 *Integrating Demand Response into Resource Planning—so*  
21 *that the full impacts of demand response, and the maximum*  
22 *level of benefits, are realized. Such efforts help establish*  
23 *expectations for the short- and long-run value and*  
24 *contributions of demand response, and enable utilities and*  
25 *other stakeholders to compare demand response options with*  
26 *other alternatives.*

27 *Adopting Enabling Technologies—to realize the full potential*  
28 *for managing usage on an ongoing basis given innovations in*  
29 *communications, control, and computing. Innovations in*  
30 *monitoring and controlling loads are underway offering an*  
31 *array of new technologies that will enable substantially higher*  
32 *level of demand response in all customer segments.*

33 *Enhancing Federal Demand Response Actions—to take*  
34 *advantage of existing channels for disseminating information,*  
35 *providing technical assistance, and expanding opportunities*  
36 *for public-private collaboratives. Enhancing cooperation*

1            *among those that provide new products and services and*  
2            *those that will use them is paramount."*

### **3.3 Responsabilité des états**

3    En vertu de l'EPAct 2005, les états sont libres d'endosser ou non les normes  
4    définies par le gouvernement.

5            *"In making a determination with respect to the standard*  
6            *established by section 111(d)(14), the investigation*  
7            *requirement of section 111(d)(14)(F) shall be as follows: Each*  
8            *State regulatory authority shall conduct an investigation and*  
9            *issue a decision whether or not it is appropriate for electric*  
10           *utilities to provide and install time-based meters and*  
11           *communications devices for each of their customers which*  
12           *enable such customers to participate in time-based pricing*  
13           *rate schedules and other demand response programs."*

14    Les états doivent amorcer leur réflexion sur le sujet d'ici août 2006<sup>6</sup> et se  
15    prononcer d'ici février 2007<sup>7</sup> sur la pertinence, pour les distributeurs sous leur  
16    juridiction, de répondre aux exigences relatives à la tarification dynamique et aux  
17    compteurs qui lui sont associés.

18           *"(F) Notwithstanding subsections (b) and (c) of section 112,*  
19           *each State regulatory authority shall, not later than 18 months*  
20           *after the date of enactment of this paragraph conduct an*  
21           *investigation in accordance with section 115(i) and issue a*  
22           *decision whether it is appropriate to implement the standards*  
23           *set out in subparagraphs (A) and (C)."*

24    Seulement quelques états américains se sont engagés jusqu'à présent dans un  
25    processus afin de se positionner face aux normes de l'EPAct 2005 ; il est à cet  
26    égard prématuré de tirer quelque conclusion que ce soit quant à la tendance que  
27    prendra ce positionnement. L'Annexe A présente les cas identifiés jusqu'à  
28    présent.

---

<sup>6</sup> 12 mois après la publication de l'EPAct 2005.

<sup>7</sup> 18 mois après la publication de l'EPAct 2005.

## **4 SUIVI DES EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES**

### **4.1 Ontario**

1 Le gouvernement ontarien a adopté en février 2006 la *Loi de 2006 sur la*  
2 *responsabilité en matière de conservation de l'énergie* qui permettra de  
3 concrétiser les objectifs en ce qui concerne les compteurs avancés.<sup>8</sup> L'objectif  
4 est que 800 000 compteurs soient d'abord installés en Ontario d'ici le  
5 31 décembre 2007 ; d'ici le 31 décembre 2010, les 5,2 millions de clients de  
6 l'Ontario doivent être équipés d'un compteur avancé.

7 Le gouvernement avait également prévu, qu'à partir d'avril 2006, les distributeurs  
8 appliqueraient obligatoirement une TDT sur la base de la structure présentée au  
9 tableau 1 aux clients déjà équipés de compteurs avancés. Cette échéance a été  
10 reportée à une date indéterminée. À la connaissance du Distributeur, l'Ontario  
11 constitue le seul exemple de déploiement massif de compteurs avancés justifié  
12 par les avantages de la tarification dynamique bien que cet avantage n'ait pas fait  
13 l'objet d'une analyse de rentabilité.

#### **4.1.1 Signal de prix**

14 La question du signal de prix est intimement liée à l'implantation de compteurs  
15 avancés en Ontario.

16 *"Currently consumers have limited price incentive to manage*  
17 *their use of electricity as there is no price differential or way to*  
18 *measure consumption at different time periods.*

19 *The Board is currently developing a Regulated Price Plan*  
20 *(RPP) for residential and other eligible consumers that will*  
21 *incorporate pricing for smart meters. Under this plan,*  
22 *electricity prices will vary depending on when power is used.*<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Voir [http://www.ontla.on.ca/documents/Bills/38\\_Parliament/session2/b021ra\\_f.htm](http://www.ontla.on.ca/documents/Bills/38_Parliament/session2/b021ra_f.htm)

<sup>9</sup> Commission de l'Énergie de l'Ontario, *OEB Releases Proposed Implementation Plan on Smart Meters*, communiqué de presse du 26 janvier 2005.

1 En effet, le déploiement de compteurs à la fine pointe de la technologie ainsi que  
2 d'une infrastructure de communication et de facturation sophistiquée, laisse  
3 supposer qu'ultimement, les prix de l'énergie seront disponibles en temps réel et  
4 refléteront le plus précisément possible d'heure en heure, le coût de production  
5 de l'énergie.

6 Or, jusqu'à présent, rien n'indique que cela est ou sera le cas.

7 D'une part, le gouvernement ontarien a instauré le "*Regulated Price Plan*" (RPP)  
8 destiné aux petits clients.

9 *"The Government has indicated that all consumers that were*  
10 *eligible for two-tiered pricing prior to April 1, 2005 will be*  
11 *eligible for the plan. This includes low-volume consumers,*  
12 *such as residential consumers and small business customers,*  
13 *and "designated consumers" such as municipalities, hospitals,*  
14 *schools, colleges and universities. This is expected to remain*  
15 *the case until April 1, 2008, when eligibility will be limited to*  
16 *residential consumers and consumers that are classified as*  
17 *"general service less than 50 kilowatt demand" by their*  
18 *utility".<sup>10</sup>*

19 Ce plan est conçu pour assurer aux petits clients des prix stables et prévisibles.

20 *"The Regulated Price Plan (RPP) ensures prices that*  
21 *consumers pay for the electricity they use better reflect the*  
22 *costs paid to electricity generators. The plan represents a*  
23 *stable and predictable approach to electricity pricing and*  
24 *encourages conservation. The prices under the plan relate to*  
25 *the "electricity" line on customer bills.<sup>11</sup>*

26 Le RPP comprend deux structures tarifaires. Durant la période transitoire au  
27 cours de laquelle les clients n'auront pas tous un compteur avancé, le RPP  
28 prévoit d'abord une structure tarifaire à deux tranches, le nombre de kWh

---

[http://www.oeb.gov.on.ca/documents/communications/pressreleases/2005/press\\_release\\_sm\\_260105.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/communications/pressreleases/2005/press_release_sm_260105.pdf)

<sup>10</sup> Commission de l'Énergie de l'Ontario, Factsheet: Regulated Price Plan

[http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/communications/fs\\_rpp.htm](http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/communications/fs_rpp.htm)

<sup>11</sup> Commission de l'énergie de l'Ontario, 2006 Regulated Price Plan Electricity Rates FAQ

[http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rppfags\\_120406.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rppfags_120406.pdf)

1 associés à la première tranche variant selon la saison. Ce tarif devrait disparaître  
2 lorsque tous les clients auront leur compteur avancé.

3 En ce qui concerne les clients qui ont un compteur avancé, la structure du RPP  
4 devient une simple TDT.

5 *"The Regulated Price Plan (RPP) also sets out "time-of-use"*  
6 *(TOU) prices for those few utilities that have both systems*  
7 *and meters capable of tracking and reporting hourly electricity*  
8 *use and have implemented TOU pricing. While TOU pricing is*  
9 *not yet mandatory, it is expected to increase in use as the*  
10 *government's smart meter initiative is rolled out over the next*  
11 *several years."*<sup>12</sup>

12 Dans la structure de TDT proposée pour avril 2006, les prix sont reliés les uns  
13 aux autres dans une relation de l'ordre de 1/2/3 c'est-à-dire que le prix de pointe  
14 moyenne est environ deux fois le prix hors pointe, tandis que le prix de pointe est  
15 3 fois le prix hors pointe. Le prix hors pointe est fixé en deçà du coût moyen  
16 d'approvisionnement, qui est de 6,256 ¢/kWh pour 2006-2007<sup>13</sup>, tandis que les  
17 prix de pointe moyenne et de pointe sont établis au-delà de ce coût  
18 d'approvisionnement afin de générer les revenus requis pour  
19 l'approvisionnement. La relation 1/2/3 de la structure tarifaire ne semble donc  
20 aucunement reliée à la relation qui existe entre les coûts d'approvisionnement.

21 Les prix établis dans le RPP sont donc établis sur la base des coûts moyens,  
22 pour la portion approvisionnement, en cela qu'ils sont établis pour couvrir les  
23 coûts comptables sur une base prévisionnelle pour les 12 prochains mois.

24 *"The Regulated Price Plan is a forecast of a blend of the*  
25 *regulated prices for Ontario Power Generation's (OPG)*  
26 *nuclear and baseload hydro facilities, capped prices paid to*  
27 *most of the other OPG facilities, existing contract prices for*  
28 *supply from non-utility generators and the Board's forecast of*

---

<sup>12</sup> Commission de l'Énergie de l'Ontario, 2006 Regulated Price Plan Electricity Rates FAQ  
[http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rppfaqs\\_120406.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rppfaqs_120406.pdf)

<sup>13</sup> Ontario Energy Board, Regulated Price Plan Price Report - May 1, 2006 to April 30, 2007, 12  
avril 2006. [http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rpp\\_pricereport-may06-  
apr07\\_120406.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rpp_pricereport-may06-apr07_120406.pdf)

1 *electricity prices in the spot market over the next twelve*  
 2 *months. It also includes recovery of the unpaid electricity*  
 3 *costs from the past 13 months. In subsequent periods of the*  
 4 *price plan, a larger amount of new supply delivered under*  
 5 *contract prices will be included in the price calculation.*"<sup>14</sup>

**TABLEAU 1**  
**STRUCTURE TARIFAIRE DE L'ONTARIO**

JOURS DE LA SEMAINE		PÉRIODE	PRIX
Fins de semaine et jours de fêtes		Hors-pointe	3,5 ¢/kWh
Jours de semaine – Été (1 <sup>er</sup> mai – 31 oct.)	7 am – 11 am	Pointe moyenne	7,5 ¢/kWh
	11 am – 5 pm	Pointe	10,5 ¢/kWh
	5 pm – 10 pm	Pointe moyenne	7,5 ¢/kWh
	10 pm – 7 am	Hors-pointe	3,5 ¢/kWh
Jours de semaine – Hiver (1 <sup>er</sup> nov. – 30 avril)	7 am – 11 am	Pointe	10,5 ¢/kWh
	11 am – 5 pm	Pointe moyenne	7,5 ¢/kWh
	5 pm – 8 pm	Pointe	10,5 ¢/kWh
	8 pm – 10 pm	Pointe moyenne	7,5 ¢/kWh
	10 pm – 7 am	Hors-pointe	3,5 ¢/kWh

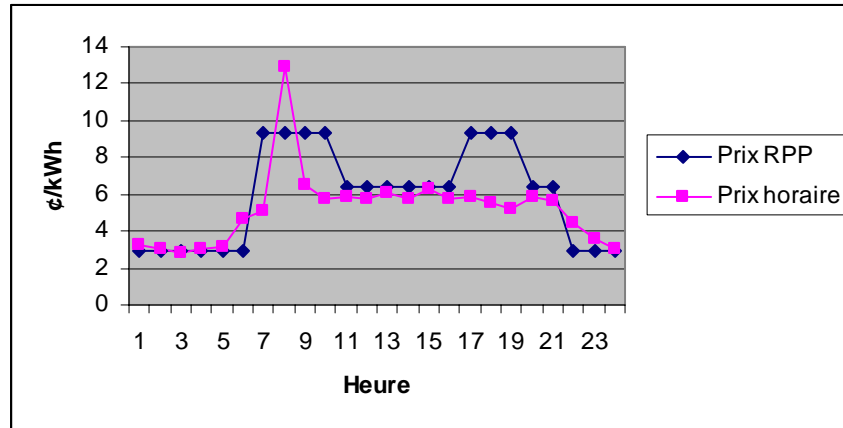
6 À moins que le gouvernement ne se ravise, cela signifie que les clients  
 7 résidentiels ne seront jamais confrontés au vrai signal de prix en temps réel mais  
 8 plutôt à une TDT standard basée sur des coûts moyens prévisionnels.<sup>15</sup> Les prix  
 9 par période sont fixes et prévisibles et, bien qu'ils reflètent une variation dans le  
 10 coût d'acquisition, ils ne sont pas des coûts d'acquisition en temps réel ni ne  
 11 reflètent la structure des coûts marginaux.

12 À titre tout à fait illustratif, les tableaux suivants comparent les prix horaires du  
 13 RPP avec les prix horaires de l'énergie transigée via l'*Independent Electricity*  
 14 *System Operator* (IESO) pour une journée d'hiver et pour une journée d'été.

<sup>14</sup> Commission de l'Énergie de l'Ontario, 2006 Regulated Price Plan Electricity Rates FAQ  
[http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rppfaqs\\_120406.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rppfaqs_120406.pdf)

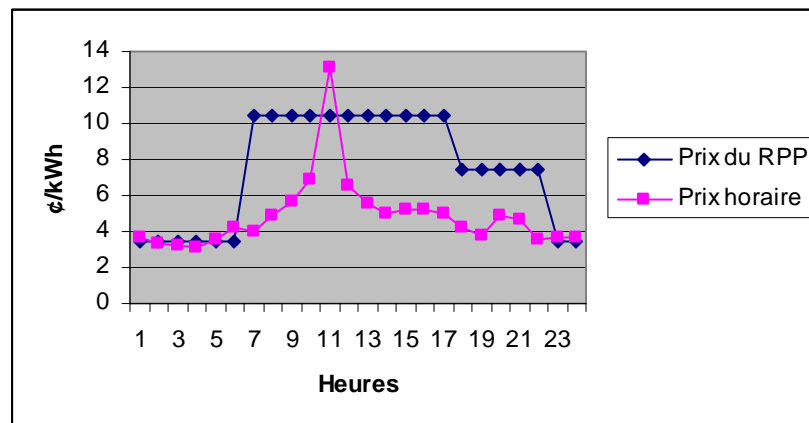
<sup>15</sup> Il s'agit d'ailleurs de la position de l'Electricity Distributors Association (EDA) qui regroupe les 95 distributeurs d'électricité de l'Ontario. "The EDA believes that customers should pay the actual cost of electricity, but opposes residential customers being exposed to the spot market price." Voir <http://www.eda-on.ca/eda/edaweb.nsf/0/C132012C8366C33085256F4A0072C976>

**TABLEAU 2**  
**COMPARAISON PRIX DU RPP ET PRIX HORAIRE IESO<sup>16</sup>**  
**5 AVRIL 2006**



- 1 Les courbes de ces graphiques indiquent une bonne précision dans la prévision
- 2 des prix hors pointe.

**TABLEAU 3**  
**COMPARAISON PRIX DU RPP ET PRIX HORAIRE IESO<sup>17</sup>**  
**5 MAI 2006**

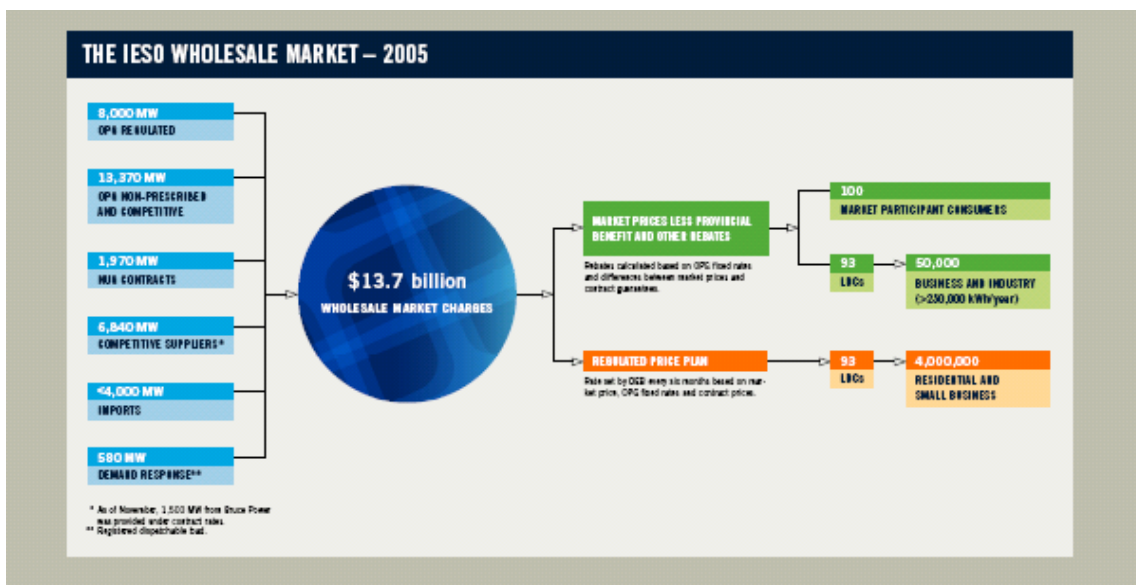


- 3 Sans entrer dans une analyse fine des prix de marché en Ontario, la précision
- 4 des prix hors pointe traduit probablement le fait que sur ces plages horaires, ce

<sup>16</sup> [http://reports.ieso.ca/public/DispUnconsHOEP/PUB\\_DispUnconsHOEP\\_20060405.xml](http://reports.ieso.ca/public/DispUnconsHOEP/PUB_DispUnconsHOEP_20060405.xml)

1 sont principalement les équipements de la *Ontario Power Generator* (OPG) qui  
 2 sont mis à contribution. De façon générale, ces équipements représentent plus  
 3 de 60 % des approvisionnements en puissance tel que le démontre le tableau  
 4 suivant.

**TABEAU 4**  
**SOURCE DES APPROVISIONNEMENTS EN ONTARIO<sup>18</sup>**



5 En fait, le signal de prix de la TDT reste tributaire de la justesse de la prévision  
 6 des coûts d'approvisionnement. En 2004, les coûts d'approvisionnements ont été  
 7 surestimés de 400 M\$ . En 2005, ces coûts ont été sous-estimés d'environ du  
 8 même montant.<sup>19</sup> Ainsi, la hausse tarifaire reflétée dans la structure de prix en

<sup>17</sup> [http://reports.ieso.ca/public/DispUnconsHOEP/PUB\\_DispUnconsHOEP\\_20060505.xml](http://reports.ieso.ca/public/DispUnconsHOEP/PUB_DispUnconsHOEP_20060505.xml)

<sup>18</sup> IESO, *Market year in review – 2005 price*

[http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketReports/MarketYearReview\\_2005.pdf](http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketReports/MarketYearReview_2005.pdf)

<sup>19</sup> Pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2005 au 31 mars 2006, le prix moyen des approvisionnements était estimé à 5,318 ¢/kWh. Du 1<sup>er</sup> mai 2006 au 30 avril 2007, un montant de 0,504 ¢/kWh est ajouté au coût d'approvisionnement prévu pour combler le déficit accumulé l'année précédente. La prévision de 5,318 ¢/kWh sous-estimait donc de l'ordre de 10 % les coûts réels. Voir à ce sujet Ontario Energy Board, *Regulated Price Plan Price Report –April 1, 2005 to March 31 2006*, 11 mars 2005 [http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/development/rpp\\_pricereport\\_110305.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/development/rpp_pricereport_110305.pdf) et *Regulated Price Plan Price Report - May 1, 2006 to April 30, 2007*, 12 avril 2006. [http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rpp\\_pricereport-may06-apr07\\_120406.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rpp_pricereport-may06-apr07_120406.pdf)

1 vigueur au 1<sup>er</sup> mai 2006 est due pour la moitié à un manque à gagner sur les  
2 coûts d'approvisionnement pour 2005.

3 *"About half the increase in RPP pricing results from the*  
4 *variance between the forecast price paid by consumers and*  
5 *the actual cost of supplying that electricity.*

6 *- The summer of 2005 was the hottest summer experienced in*  
7 *Ontario in the past 30 years, which led to increased electricity*  
8 *demand.*

9 *- Lower water levels also reduced electricity output from*  
10 *hydroelectric plants and forced Ontario to buy electricity from*  
11 *more expensive sources of power such as natural gas-fuelled*  
12 *generation.*

13 *- Higher than anticipated prices for natural gas, which is used*  
14 *to generate electricity, also contributed to the large*  
15 *variance.<sup>20</sup>*

16 Ce décalage entre les coûts réels d'approvisionnement et le signal de prix est  
17 conforme à ce qu'on constate aux États-Unis malgré la restructuration des  
18 marchés.

#### **4.1.2 Effacement en pointe**

19 En décembre 2005, une première étude sur l'impact en puissance des compteurs  
20 avancés a été réalisée pour la *Ontario Power Authority (OPA)*.<sup>21</sup> Selon les  
21 hypothèses retenues, le déploiement des compteurs serait terminée en 2014. À  
22 ce moment, l'effacement attribuable à la tarification dynamique de type TDT  
23 serait de l'ordre de 376 MW. Bien que les données sur la contribution respective  
24 de chaque marché ne soient pas disponibles pour chacune des années, le  
25 document indique que 70 % de cette réduction pourrait provenir des clients

---

<sup>20</sup> Commission de l'Énergie de l'Ontario, *Electricity Prices - Highlights*, 1<sup>er</sup> mai 2006  
[http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rpp\\_backgrounder\\_120406.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/rpp_backgrounder_120406.pdf)

<sup>21</sup> OPA, *Supply mix advice and recommendation, Volume 2, Analysis report*, December 2005.  
[http://www.powerauthority.on.ca/Storage/18/1349\\_Part\\_2-5\\_What\\_are\\_the\\_Challenges.pdf](http://www.powerauthority.on.ca/Storage/18/1349_Part_2-5_What_are_the_Challenges.pdf)

1 résidentiels et 30 % des clients commerciaux<sup>22</sup>. Cela signifie, en supposant  
 2 aucun accroissement du nombre de ménages, que les 4,3 millions de clients  
 3 résidentiels effaceront en pointe moins de 300 MW, soit une moyenne en pointe  
 4 de 0,07 kW par ménage.<sup>23</sup>

**TABLEAU 5**  
**ÉVALUATION DE L'EFFACEMENT EN POINTE D'ÉTÉ**

Table 2.5.7 – Smart Meter Impact on Ontario Load

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Smart meter impact (MW)	16	44	88	163	218	276	322	354	373	376
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Smart meter impact (MW)	424	479	483	487	492	497	501	506	512	517

Source: Navigant

5 Le faible effacement prévu est cohérent avec ce qui est observé ailleurs.

#### **4.1.3 Suivi réglementaire**

6 Au cours de l'automne 2005, la *Commission de l'Énergie de l'Ontario* (CEO) a  
 7 reçu de la part de quelques distributeurs, des requêtes relatives aux tarifs  
 8 applicables au 1<sup>er</sup> mai 2006 qui incluaient une récupération des coûts associés  
 9 aux compteurs avancés. Plutôt que de traiter individuellement chacun des cas de  
 10 compteurs avancés, la CEO a rendu à la fin mars 2006 une décision générique à  
 11 ce sujet après avoir reçu les observations des parties intéressées.<sup>24</sup>

12 La CEO permet en effet à tous les distributeurs qui soumettront une demande  
 13 tarifaire dont les revenus requis incluront des coûts associés aux compteurs  
 14 avancés de prélever 30 ¢ / abonnement / mois pour financer les coûts initiaux

<sup>22</sup> Sur 420 MW effacés autour de 2015, 300 MW proviendraient des clients résidentiels et 120 MW des clients commerciaux. "In the medium-term, smart meter implementation is forecast to reduce residential on-peak demand during a typical winter by roughly 5% or 300 MW from its previous peak at 6 pm.....On a typical summer day.... peak demand in the conventionally metered commercial sector is expected to be reduced by roughly 3% or 120 MW from its original peak at 1 pm". Navigant Consulting Ltd. Overview of the portfolio screening model, préparé pour The Ontario Power Authority, décembre 2005.

<sup>23</sup> À titre de comparaison, les 120 000 clients bi-énergie au tarif DT effacent 780 MW en pointe.

<sup>24</sup> Décision rendue le 26 mars 2006 (EB-2005-0529).

1 associés aux compteurs. Il s'agit d'un montant accordé pour l'année 2006  
2 seulement.

3 La CEO est d'avis que les coûts seront ultimement supérieurs. Cependant,  
4 puisqu'une minorité seulement des distributeurs a abordé la question des  
5 compteurs avancés dans leur requête tarifaire, la CEO juge approprié de limiter  
6 ce montant à 30 ¢/client/mois tout en permettant aux distributeurs de créer deux  
7 comptes de frais reportés : l'un pour récupérer les coûts en capital associés aux  
8 compteurs (rendement et amortissement) et l'autre pour comptabiliser les  
9 dépenses réellement engagées.

10 Dans sa décision, la CEO s'inquiète du fait que la grande majorité des  
11 distributeurs n'ait inclus, dans leur requête tarifaire, aucune dépense relative aux  
12 compteurs avancés. Elle précise toutefois que plusieurs distributeurs ont soumis  
13 leur demande avant que le gouvernement n'adopte, en février 2006, la loi qui  
14 rend obligatoire l'installation de compteurs avancés. Mais, ajoute-t-elle, "*(h)aving  
15 said that, the government policy is clear and the timelines are tight.*" C'est  
16 pourquoi la CEO a d'abord exigé de tous les distributeurs qu'ils soumettent leur  
17 plan d'investissement relatif aux compteurs avancés dans les 90 jours après sa  
18 décision. Cette date butoir a toutefois été repoussée dans l'attente de la  
19 publication, par le gouvernement, des règlements concernant entre autres les  
20 spécifications techniques des compteurs.<sup>25</sup>

## **4.2 Californie**

21 Réalisé sur une période de deux ans suite aux problèmes énergétiques qu'a  
22 connus la Californie en 2001, le *StateWide Pricing Pilot* (SPP) en Californie est  
23 vraisemblablement l'étude la plus documentée et la plus pertinente relativement  
24 aux compteurs avancés et à l'impact de la tarification dynamique sur la

---

<sup>25</sup> Voir [http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/RP-2004-0196/sm\\_letter\\_120606.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/RP-2004-0196/sm_letter_120606.pdf)

1 consommation.<sup>26</sup> De 2003 à 2004, différents types de tarifs dynamiques ont été  
2 testés sur différents échantillons de consommateurs : une TTR, une TPC avec  
3 périodes critiques de durée fixe, une TPC avec périodes critiques de durée  
4 variable. Cette dernière tarification a été étudiée sur deux groupes de clients :  
5 dans le premier se retrouvaient des clients auxquels on a offert des thermostats  
6 programmables pour le système de climatisation tandis que dans le second les  
7 clients avaient a priori des thermostats programmables.

#### **4.2.1 Signal de prix**

8 Les tarifs offerts, bien que reflétant les coûts d'approvisionnement, continuent  
9 d'être soumis aux contraintes traditionnelles de la tarification dont celles de  
10 couvrir les revenus requis — même dans un marché dérèglementé — et d'être  
11 stables dans le temps.

12 À cet égard, rappelons que la *California Public Utilities Commission* (CPUC)  
13 avait bien encadré l'exercice de calibrage des tarifs dynamiques du SPP et ce  
14 faisant contraignait le reflet du signal de prix.<sup>27</sup> Ces tarifs devaient :

- 15 • être neutres pour le client moyen sur une période d'un an en supposant  
16 aucun changement de comportement des clients (avec la nouvelle  
17 structure tarifaire, un client moyen qui ne modifie pas son profil de charge  
18 reçoit tout de même une facture équivalente à celle qu'il recevrait s'il était  
19 soumis au tarif normal) ;
- 20 • ne pas avoir d'impact supérieur à +/- 5 % sur les petits et les gros  
21 consommateurs en supposant aucun changement de comportement ;

---

<sup>26</sup> Charles River Associates, *Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot*, March 2005 [http://www.energy.ca.gov/demandresponse/documents/group3\\_final\\_reports/2005-03-24\\_SPP\\_FINAL\\_REP.PDF](http://www.energy.ca.gov/demandresponse/documents/group3_final_reports/2005-03-24_SPP_FINAL_REP.PDF)

<sup>27</sup> Voir à ce sujet le cas du SPP présenté lors de la cause R-3579-2005 dans HQD-13, document 2.

- 1       • permettre aux clients de réduire leur facture annuelle de 10 % s'ils  
2       réduisent leur demande en pointe de 30 %.

#### **4.2.2 Effacement en pointe**

3       Selon les résultats du SPP, un effacement en pointe moyen de l'ordre de 13,1 %  
4       a été constaté lorsque le prix passait de 9 ¢/kWh en période hors pointe à  
5       59 ¢/kWh en période de pointe. Ce résultat semble faible compte tenu de l'écart  
6       fortement prononcé de près de 600 % entre les prix de pointe et ceux hors  
7       pointe. En effet, selon l'*Electric Power Research Institute* (EPRI), un tarif en  
8       pointe 100 % supérieur au prix hors pointe devrait avoir pour impact de réduire la  
9       pointe de 5 à 25 %.

10               *"(The) EPRI study concluded that an on-peak time-of-use rate*  
11               *10 percent higher than the average rate leads to a reduction*  
12               *in peak use for residential customers ranging from 0.5 percent*  
13               *to 2.5 percent. (Rates 100 percent higher would lead to*  
14               *reductions of 5 percent to 25 percent.)"*<sup>28</sup>

15       L'effacement moyen de 13,1 % représente 0,18 kW/participant. Ainsi, en  
16       Californie, peu de MW disparaîtraient en pointe grâce à la TPC.

17               *"This suggests that the average customer, who uses 1.28*  
18               *kWh/h during the peak period, reduces load by –0.180 kWh/h.*  
19               *In other words, if a critical peak pricing program were able to*  
20               *attract one million participants out of California's ten million*  
21               *residential customers, that would yield a savings of 180 MW*  
22               *per year."*<sup>29</sup>

#### **4.2.3 Suivi règlementaire**

23       En juillet 2004, la CPUC a ordonné à *Pacific Gas & Electric Company* (PG&E),  
24       *San Diego Gas & Electric Company* (SDG&E) et *Southern California Edison*

---

<sup>28</sup> Oregon Public Utility, Commission Demand Response Programs for Oregon Utilities, mai 2003,  
[http://www.goodcents.com/Info/DR%20Programs\\_Oregon.pdf](http://www.goodcents.com/Info/DR%20Programs_Oregon.pdf)

<sup>29</sup> Ahmad Faruqui and Stephen S. George, Using demand models to estimate the impact of dynamic pricing in California, University of Energy Institute,

1 (SCE), les trois grands distributeurs d'électricité de la Californie, de soumettre  
2 une requête relative au déploiement de compteurs avancés.<sup>30</sup>

3 Pour PG&E et SDG&E, l'utilisation de compteurs avancés se justifie  
4 principalement par la réduction des frais d'exploitation.

5 *"In addition, it is worth noting that although PG&E's policy*  
6 *arguments for approval of its AMI predeployment expenses*  
7 *largely rest on the demand response benefits of AMI, PG&E's*  
8 *case, as presented in A.05-06-028, asserts that the majority*  
9 *of the benefits of the deployment would be operational."*<sup>31</sup>

10 *"Operational benefits represent approximately 64% (Societal)*  
11 */ 61%(Revenue Requirement) of the total SDG&E costs.*

12 *Avoided capacity and energy represent approximately 36%*  
13 *(Societal) / 32% (Revenue Requirements), while other*  
14 *benefits represent approximately 18% (Societal) / 15%*  
15 *(Revenue Requirements), of the total SDG&E costs."*<sup>32</sup>

16 SDG&E a déjà obtenu une décision favorable pour le pré-déploiement des  
17 compteurs.<sup>33</sup> De son côté, après avoir initialement eu la permission de procéder  
18 au pré-déploiement de compteurs, PG&E vient de recevoir le feu vert de la  
19 CPUC pour un déploiement massif.<sup>34</sup> Les principaux paramètres de cette  
20 implantation sont les suivants<sup>35</sup> :

---

[http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/Estimation%20of%20Demand%20Models%20in%20the%20California%20Pricing%20Experiment%205-27-05 .pdf](http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/Estimation%20of%20Demand%20Models%20in%20the%20California%20Pricing%20Experiment%205-27-05.pdf)

<sup>30</sup> Voir California Public Utilities Commission, Order Instituting Rulemaking on policies and practices for advanced metering, demand response, and dynamic pricing Rulemaking 02-06-001, 21 juillet 2004, <http://www.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/RULINGS/38293.htm>

<sup>31</sup> Public Utilities Commission of the State of California, Decision D-05-09-044, Sept. 22 2005. [http://www.cpuc.ca.gov/word\\_pdf/FINAL\\_DECISION/50267.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION/50267.pdf)

<sup>32</sup> Application of San Diego Gas & Electric Company (U-902-E) for Adoption of an Advanced Metering Infrastructure Deployment, Scenario and Associated Cost Recovery and Rate Design. Application 05-03-015, Chapter 2 : AMI Business vision, policy and methodology, 28 mars, 2006

<sup>33</sup> Initialement, SDG&E demandait un budget de pré-déploiement de 50,3 M\$ mais a dû réduire ses demandes à 9,3 M\$, ce qui lui a été accordé par la CPUC. Quant à PG&E, la CPUC a autorisé un budget de pré-déploiement de 49 M\$. Voir les décisions 05-08-018 et 05-09-044 de la CPUC.

<sup>34</sup> [http://www.pge.com/news/news\\_releases/g3\\_2006/060720a.html](http://www.pge.com/news/news_releases/g3_2006/060720a.html)

<sup>35</sup> <http://www.cpuc.ca.gov/EFILE/PD/57156.pdf> .

- 1       • Le déploiement des compteurs avancés coûtera 1,7 milliard \$ US ;
- 2       • Les revenus requis associés aux compteurs avancés actualisés sur 20  
3       ans sont de 2,3 milliards \$ US tandis que, sur la même période, la  
4       diminution des revenus requis découlant de la diminution des frais  
5       d'exploitation et d'entretien est de 2,0 milliards de \$ US ;
- 6       • En supposant une TPC optionnelle, PG&E prévoit une réduction de la  
7       demande en pointe variant de 206 à 448 MW dont 169 à 363 MW  
8       proviendront de la clientèle résidentielle participante. En supposant un  
9       coût évité en puissance de 52 \$/kW, cet effacement représente une  
10      économie actualisée maximale de 0,3 milliard \$ US ;
- 11      • PG&E offrira à ses clients une TPC optionnelle qui se greffera sur la  
12      structure tarifaire de base. Seuls les kWh consommés durant la période  
13      de pointe seront facturés selon la TPC, les autres kWh seront facturés  
14      selon la structure de base à 5 paliers ;
- 15      • Pour assurer la neutralité des revenus, tous les kWh consommés en  
16      dehors des périodes critiques seront crédités de 2,992 ¢ tandis que pour  
17      favoriser la participation, les kWh facturés dans les derniers paliers seront  
18      crédités de 1,0 ¢ ;
- 19      • Après un an de participation à la TPC, PG&E procèdera à une analyse  
20      des factures des clients. Si les clients ont trop payé par rapport au tarif de  
21      base, ils seront compensés et ils pourront retourner au tarif de base.

22      En ce qui concerne SCE, la situation est différente : aucun parmi tous les  
23      scénarios d'implantation de compteurs avancés étudiés n'est rentable. Les  
24      "moins pires résultats" leur laissent même entrevoir, sur une base actualisée,

1 une augmentation des revenus requis de l'ordre de centaines de millions de  
2 dollars.<sup>36</sup>

### **4.3 Manitoba**

3 En juin 2006, Manitoba Hydro a annoncé la mise en place d'un projet pilote pour  
4 tester la rentabilité associée à l'implantation d'une nouvelle génération de  
5 compteurs avancés à radiofréquence chez certains de ses clients du gaz et de  
6 l'électricité. Encore une fois, comme cela a été souvent constaté, l'objectif  
7 premier du déploiement de compteurs avancés est d'améliorer le service à la  
8 clientèle :

9 *"The project will involve the first installation in North America*  
10 *of a new generation of wireless automatic meter reading and*  
11 *communications technology, developed by Itron, which could*  
12 *enhance Manitoba Hydro's customer service and system*  
13 *reliability and provide the platform for a broad range of*  
14 *potential new value-added customer services with a focus on*  
15 *energy conservation."*<sup>37</sup>

## **5 CONSTATS**

16 Le principal constat de cette vigie, particulièrement dans le cas de l'Ontario, est  
17 que, jusqu'à présent, la volonté d'implanter des compteurs avancés chez  
18 l'ensemble de la clientèle précède les analyses de rentabilité.

19 À cet égard, il est intéressant de constater que l'*Electricity Distributors*  
20 *Association* (EDA), qui regroupe les 95 distributeurs d'électricité de l'Ontario,  
21 présente une analyse sommaire de coûts d'installation de deux types de  
22 compteurs avancés : des compteurs à double registre et des compteurs à

---

<sup>36</sup> Southern California Edison, *Testimony Supporting Application for Approval of Advanced Metering Infrastructure Deployment Strategy and Cost Recovery Mechanism Volume 3 : Advanced Metering Infrastructure Business Case Analysis Before the Public Utilities Commission of the State of California* , le 30 mars 2005

<sup>37</sup> Voir [http://www.hydro.mb.ca/news/releases/news\\_06\\_06\\_29.shtml](http://www.hydro.mb.ca/news/releases/news_06_06_29.shtml)

1 intervalles communicants. Cette évaluation comparative est présentée au tableau  
 2 suivant.<sup>38</sup>

**TABLEAU 6  
 ESTIMATION DES COÛTS ASSOCIÉS AUX COMPTEURS AVANCÉS EN ONTARIO  
 (EDA)**

<b>Start Up</b>	<b>Time Of Use Meters</b>	<b>Interval Meters</b>	
Remove Existing Meters	\$4.3M	\$4.3M	\$1.00 Each Meter
Loss of Value of Old Meter	\$64.5M - \$107.5M	\$64.5M - \$107.5M	\$15-\$25 Each Meter
Smart Meter Capital Cost	\$752M (\$175.00 Each)	\$1,075M(\$250.00 Each)	
Installation of New Meter	\$107.5M	\$107.5M	\$25.00 Each Customer
Data Gathering / Billing Changes	\$107.5M	\$107.5M	\$25.00 Each Customer
Start Up Costs Province Wide	\$1,035M - \$1,078M	\$1,358M-\$1,401M	
Start Up Costs per customer	\$240.70 - 250.70	\$315.80 - \$325.80	

3 L'EDA précise toutefois qu'il s'agit d'une estimation partielle et que les coûts réels  
 4 pourraient être beaucoup plus élevés. Par exemple, il faudrait tenir compte des  
 5 coûts de communication dans le cas des compteurs avancés et des coûts de  
 6 changement de plages horaires dans le cas des compteurs à double registre.  
 7 Toutefois, l'analyse n'inclut aucune comparaison quant aux gains attendus, que  
 8 ce soit au niveau des frais d'exploitation ou des coûts d'approvisionnement.

9 Cette vigie indique également que les charges qui peuvent être effacées par les  
 10 clients résidentiels, dont la demande a priori est relativement petite et qui n'ont  
 11 pas de moyen de gestion de leur demande, restent très marginales.

12 Finalement, si la volonté d'un distributeur d'électricité est d'instaurer une TDT  
 13 optionnelle sur demande, il n'est pas nécessaire de recourir au déploiement  
 14 massif de compteurs avancés puisqu'un compteur à double registre standard  
 15 répond au besoin.

16 Le Distributeur entend poursuivre sa vigie des expériences étrangères dans le  
 17 domaine de la tarification dynamique dans le cadre de sa vigie régulière des

<sup>38</sup> Voir <http://www.eda-on.ca/eda/edaweb.nsf/0/C132012C8366C33085256F4A0072C976>

1 activités de tarification. Les faits nouveaux et pertinents pourraient être alors  
2 intégrés à la proposition concernant les tarifs d'électricité et leur application,  
3 d'autant plus que le Distributeur doit répondre en 2007 au souhait exprimé par le  
4 gouvernement dans sa stratégie énergétique d'implanter progressivement au  
5 Québec une tarification différenciée dans le temps.

**ANNEXE A**  
**SUIVI DE L'EPACT 2005**  
**AU NIVEAU DES ÉTATS AMÉRICAINS**



1

États <sup>39</sup>	Stade	Citations
<b>Arkansas</b>	Procédures initiales  * Note: L'Intérêt premier de l'Arkansas est l'efficacité énergétique.	«More specifically, the Commission is initiating an investigation into: (1) the potential magnitude of opportunities for cost-effective energy efficiency and conservation measures within Arkansas; (2) the degree to which utility programs can cost-effectively reduce consumption and result in more efficient energy use; (3) the types of programs that will produce the quickest and most cost effective results for the various customer classes within Arkansas; and (4) the best methods for tracking and measuring program penetration and effectiveness <sup>40</sup> .»
<b>Kentucky</b>	Audience pour évaluation	«The administrative case will determine whether Kentucky should implement two new standards that EAct 2005 requires states to consider: smart metering and interconnection (...) The public hearing is tentatively scheduled for 9 a.m. EDT on July 18 <sup>41</sup> .»
<b>Louisiane</b>	Rencontres techniques	«Investigation to determine if it is appropriate for LPSC jurisdictional electric utilities to provide and install time-based meters and communication devices for each of their customers which enable such customers to participate in time-based pricing rate schedules and other demand response programs <sup>42</sup> .»
<b>Montana</b>	Rencontres techniques	«The state Public Service Commission will hold a day-long smart metering & demand response workshop on February 22, 2006 in Helena <sup>43</sup> .»
<b>New Hampshire</b>	Rencontre préparatoire (Prehearing)	«Ordered, that a prehearing Conference be held before the Commission (...) which each party will provide a preliminary statement of its position <sup>44</sup> .»
<b>Ohio</b>	Rencontres techniques	«The Public Utilities Commission of Ohio (PUCO) today initiated a proceeding to review the Commission's actions regarding provisions of the Federal Energy Policy Act of 2005 (EAct 2005). Specifically, the Commission will review net metering, smart metering, demand response, cogeneration, and small power production <sup>45</sup> .»
<b>Oregon</b>	Rencontres techniques	«The Oregon Public Utility Commission has opened an investigation to identify policies that facilitate the further adoption of advanced meters, communication technology and automated meter reading <sup>46</sup> .»
<b>États</b>	<b>Stade</b>	<b>Citations</b>

<sup>39</sup> Tirés de l'article: Ethan L. Cohen, *Update on EACT and How to get involve*, UtiliPoint, 7 juin 2006. <http://www.utilipoint.com/issuealert/article.asp?ID=2685>

<sup>40</sup> [http://www.apscservices.info/PDF/06/06-004-r\\_9\\_1.pdf](http://www.apscservices.info/PDF/06/06-004-r_9_1.pdf)

<sup>41</sup> [http://www.psc.state.ky.us/agencies/psc/press/022006/0224\\_r01.pdf](http://www.psc.state.ky.us/agencies/psc/press/022006/0224_r01.pdf)

<sup>42</sup> [http://www.lpsc.org/\\_pdfs/\\_general/R-29213.pdf](http://www.lpsc.org/_pdfs/_general/R-29213.pdf)

<sup>43</sup> [http://www.psc.state.mt.us/News/pr/20060131\\_PSC\\_to\\_Host\\_a\\_Smart\\_Metering\\_&Demand\\_Response\\_Workshop\\_on\\_February\\_22.pdf](http://www.psc.state.mt.us/News/pr/20060131_PSC_to_Host_a_Smart_Metering_&Demand_Response_Workshop_on_February_22.pdf)

<sup>44</sup> <http://www.puc.state.nh.us/regulatory/Orders%20of%20Notice/042506onDE06-061%20EAct%20Order%20of%20Notice.pdf>

<sup>45</sup> [http://www.puco.ohio.gov/puco/mediaroom/MediaRelease.cfm?doc\\_id=1682](http://www.puco.ohio.gov/puco/mediaroom/MediaRelease.cfm?doc_id=1682)

<sup>46</sup> [http://www.puc.state.or.us/PUC/electric\\_gas/010605\\_agenda.shtml](http://www.puc.state.or.us/PUC/electric_gas/010605_agenda.shtml)

<b>Virginie</b>	Évaluation préparatoire	«Now the Commission, upon consideration of the matter, is of the opinion and finds that, notwithstanding our reservations as to its legal propriety, a proceeding will be established to consider for implementation in the Commonwealth the time-based metering and communications standard <sup>47</sup> .»
-----------------	-------------------------	---

1

---

<sup>47</sup> <http://www.scc.virginia.gov/caseinfo/e-notice/ne060003.pdf>