

CADRE DE RÉFORME DES TARIFS

Table des matières

1. CONTEXTE	5
2. POUR UN MEILLEUR SIGNAL DE PRIX.....	8
2.1. LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME ET DE COURT TERME : LA THÉORIE.....	9
2.2. LE REFLET DES COÛTS MARGINAUX DANS LES STRUCTURES TARIFAIRES DU DISTRIBUTEUR .	10
3. LE REFLET DES COÛTS MARGINAUX CHEZ LES AUTRES DISTRIBUTEURS.....	14
3.1. ONTARIO.....	14
3.1.1. <i>Prix de la fourniture</i>	15
3.1.2. <i>Mesures visant la gestion de la demande et l'efficacité énergétique</i>	16
3.1.3. <i>Déploiement de compteurs avancés en Ontario</i>	19
3.1.3.1. État de la situation au niveau législatif.....	19
Règlement définitif en vigueur depuis le 22 septembre 2006.....	19
Règlements en vigueur depuis le 29 août 2006.....	20
3.1.3.2. État de la situation au niveau de la CÉO	21
3.2. COLOMBIE-BRITANNIQUE	23
3.3. MANITOBA HYDRO	26
3.3.1. <i>Structures tarifaires</i>	27
3.3.2. <i>Projet pilote sur les compteurs avancés</i>	29
3.4. NOUVEAU-BRUNSWICK	30
3.5. ÉTATS-UNIS.....	31
3.6. EUROPE	34
ANNEXE A : COMPTE-RENDU DE LA SÉANCE DE TRAVAIL DU 6 JUIN 2007 SUR LA RÉFORME DES STRUCTURES TARIFAIRES DU DISTRIBUTEUR (SUIVI DE LA DÉCISION D-2007-12).....	37
1. CONTEXTE	39
2. PRÉSENTATION DES PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR	40
2.1. CONTEXTE ET MESURES TARIFAIRES MISES EN PLACE DANS LES AUTRES JURIDICTIONS	41
2.2. RÉFORME DES TARIFS DOMESTIQUES.....	41
2.3. RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX.....	42
2.4. OPTION DE TARIFICATION DIFFÉRENCIÉE DANS LE TEMPS	43
ANNEXE B : CALENDRIER DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO RELATIF AUX COMPTEURS AVANCÉS	45
ANNEXE C : SUIVI DE L'EPACT 2005.....	49

1. CONTEXTE

1 Un principe fondamental en tarification de l'électricité est de faire payer au
2 consommateur ce qu'il en coûte pour offrir le service d'un kWh additionnel. C'est
3 ensuite celui-ci qui décidera s'il maintient, réduit, annule ou déplace dans le
4 temps sa consommation. Le signal de prix présente donc à la fois un caractère
5 indicatif et incitatif. À cet égard, un bon signal de prix est susceptible
6 d'encourager la clientèle à adopter des habitudes et des mesures favorables aux
7 économies d'énergie.

8 Au cours des dernières années, la Régie a dénoté l'importance du signal de prix
9 pour inciter les clients du Distributeur à adopter un comportement rationnel et
10 efficace en matière de consommation de l'électricité. Dans sa décision
11 D-2006-34, elle affirmait qu'il était primordial et dans l'intérêt public que la
12 structure tarifaire du Distributeur reflète mieux les coûts marginaux de long
13 terme. Selon la Régie, les modifications des structures tarifaires proposées par le
14 Distributeur permettaient *«d'amorcer graduellement avec prudence la réforme
15 des structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix»*.

16 Dans la décision D-2007-12, la Régie réitère le caractère prioritaire de la
17 correction des structures tarifaires en ce sens. Elle demande au Distributeur de
18 présenter dans le dossier tarifaire 2008 des propositions de réforme tarifaire
19 tenant compte de *«l'importance des coûts marginaux de long terme, des
20 orientations de la présente décision et de la mise en œuvre de la stratégie
21 énergétique du gouvernement»*.¹ Plus précisément, ce rapport d'étape sur les
22 structures tarifaires doit inclure les points suivants :

- 23 • la vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts
24 marginaux de long terme (incluant les compteurs avancés) ;

¹ D-2007-12, page 84.

- 1 • la liste des modifications qui pourraient être applicables au contexte
2 québécois ; et
- 3 • la stratégie de réforme tarifaire et le plan d'implantation.

4 De façon plus précise, elle demande au Distributeur de présenter une proposition
5 de réforme pour les tarifs domestiques qui explore les options de tarification
6 saisonnière et différenciée dans le temps, et d'étudier des options de structures
7 tarifaires croissantes pour les tarifs généraux à l'image de celle de BC Hydro et
8 d'en quantifier les coûts et les bénéfices.

9 Dans sa récente stratégie énergétique, le gouvernement du Québec a pour sa
10 part indiqué qu'il souhaitait que des mesures soient prises pour améliorer le
11 signal de prix de l'électricité, afin d'appuyer les efforts des consommateurs en
12 matière d'efficacité énergétique et d'assurer une meilleure utilisation des
13 ressources en incitant notamment les consommateurs à utiliser la bonne source
14 d'énergie au bon endroit.

15 *«Idéalement, un meilleur signal de prix améliore l'utilisation*
16 *des ressources en faisant en sorte qu'un kilowattheure*
17 *épargné ait pour le consommateur la même valeur que pour*
18 *le distributeur. Autrement dit, un consommateur devrait baser*
19 *ses décisions de consommation sur un prix qui s'approche le*
20 *plus possible du prix payé par le distributeur pour les*
21 *nouveaux approvisionnements.»²*

22 Entre autres, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec propose à la Régie
23 des façons d'accroître la progressivité de la tarification dans le secteur résidentiel
24 et qu'elle implante progressivement une tarification selon la saison et l'heure
25 d'usage.

² Gouvernement du Québec, *L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, page 56
<http://www.mrnfp.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>

1 La refonte des tarifs d'électricité que propose le Distributeur s'inscrit dans ce
2 contexte et est en continuité avec les ajustements récents des structures
3 tarifaires pour améliorer le signal de prix. Les changements proposés reposent
4 sur les principes tarifaires du Distributeur et sur sa structure de coûts.

5 Cette réforme aura des impacts sur la clientèle mais ceux-ci seront limités par
6 une mise en œuvre graduelle des mesures proposées. À terme, la réforme
7 résultera en des structures tarifaires plus efficaces, qui reflèteront mieux les
8 coûts et les contraintes auxquels fait face le Distributeur, permettant ainsi aux
9 clients de mieux connaître l'impact de leur comportement sur les coûts
10 d'électricité.

11 Comme l'avait demandé la Régie dans sa décision D-2007-12³, le Distributeur a
12 présenté en séance de travail ses propositions de réforme tarifaire aux
13 intervenants et à la Régie et dépose à l'annexe A du présent document un
14 compte-rendu de cette rencontre qui a eu lieu le 6 juin 2007.

15 Les sections suivantes ainsi que les documents 3, 4 et 5 rappellent la théorie à la
16 base d'un bon signal de prix, présentent les structures tarifaires considérées les
17 plus efficaces pour transmettre ce signal aux différents clients et décrivent la
18 démarche d'autres distributeurs pour améliorer le signal de prix. Les pièces
19 HQD-12, documents 3, 4 et 5 présentent respectivement la réforme proposée
20 pour les tarifs domestiques et généraux et la proposition d'un projet pilote pour la
21 tarification différenciée dans le temps. Les résultats du balisage auprès de
22 différents distributeurs d'électricité au Canada et aux États-Unis sont présentés à
23 la pièce HQD-12, document 6.

³ D-2007-12, p. 84.

2. POUR UN MEILLEUR SIGNAL DE PRIX

1 Les tarifs d'électricité constituent le principal instrument permettant au
2 consommateur d'être informé des coûts engagés par le Distributeur pour
3 répondre à sa demande. Bien que le prix ne soit pas le seul facteur qui
4 intervienne dans les choix énergétiques d'un consommateur, il doit néanmoins
5 être établi de manière à inciter l'utilisation efficace de l'énergie et ce, à moindre
6 coût pour la société. Cela fera en sorte qu'il cherchera à mettre en place, à plus
7 long terme, des solutions permanentes pour réduire ou mieux gérer sa
8 consommation.

9 *« Le principe de l'efficacité économique... implique de*
10 *répercuter sur chaque client l'ensemble des coûts que ce*
11 *dernier occasionne au système électrique quelle que soit*
12 *l'utilisation de l'électricité. En fonction de ce coût, reflété par*
13 *le tarif, chacun des clients décide de façon décentralisée s'il*
14 *maintient sa demande ou s'il la modifie. L'efficacité*
15 *économique est ainsi assurée... »*⁴

16 *« Le client effectue ses choix sur la base de son intérêt*
17 *propre...Il incombe donc à l'entreprise de l'informer des*
18 *conséquences économiques de ses décisions sur la*
19 *collectivité...L'objectif de la tarification au coût marginal se*
20 *définit ainsi : au moyen de signaux de prix, inciter les*
21 *consommateurs à utiliser les équipements électriques au*
22 *mieux de l'intérêt général. »*⁵

23 Selon la théorie, le prix doit refléter le coût économique pour inciter les
24 consommateurs à faire des choix efficaces. Le coût économique est le coût
25 marginal pour rendre disponible une unité additionnelle d'un bien ou d'un service
26 ou, inversement, les économies réalisées en réduisant l'offre du bien ou du
27 service d'une unité additionnelle.

⁴ Électricité de France, *Tarification de l'électricité en France : principes et construction des barèmes*, DEPS Tarification, Cahier 30, Juin 1995, page 3.

⁵ Ibid., pages 4 et 5.

1 Le coût marginal joue donc un rôle important dans la fixation des prix pour
2 induire une utilisation efficace des ressources.

2.1. Les coûts marginaux de long terme et de court terme : la théorie

3 Deux types de coûts marginaux sont utilisés lorsqu'il s'agit de fixer des tarifs : les
4 coûts marginaux de long terme et ceux de court terme.

5 Le coût marginal de long terme est le coût supplémentaire en
6 approvisionnement, transport et distribution associé à une unité de demande
7 additionnelle, pour une année donnée, en supposant qu'il est possible de
8 modifier instantanément les capacités d'approvisionnement, de transport et de
9 distribution. Le coût marginal de long terme représente donc le coût des
10 ouvrages ou des contrats d'approvisionnement de long terme permettant de
11 satisfaire à moindre coût cette demande additionnelle.

12 Le coût marginal de court terme d'un kWh additionnel est le supplément de coût
13 d'approvisionnement, de transport et de distribution qui résulte de cette fourniture
14 supplémentaire, à capacités d'approvisionnement, de transport et de distribution
15 inchangées. Il représente donc le coût variable de satisfaire une demande
16 additionnelle.

17 De façon générale, la théorie suggère l'utilisation des coûts marginaux de long
18 terme lorsqu'il s'agit de définir les structures tarifaires de base.

19 *«..the long-run marginalists emphasize the need for a*
20 *relatively stable and continuous level or trend of rates, in the*
21 *belief that the rates which have the most important effects on*
22 *the demand for and provisions for utility services are rates that*
23 *may be expected to persist over a considerable period of time.*
24 *Hence, the most important marginal costs for the purposes of*
25 *rate control are the persistent long-run variety rather than the*
26 *very short-lived marginal costs that may fall almost to zero in*

1 *some brief period of time, only to rise to several times average*
2 *total costs soon thereafter».*⁶

3 *«The advantages of stability and predictability of long-run*
4 *rates may well more than offset the advantages of the more*
5 *flexible rates that would be required to promote the best*
6 *available use of the existing capacity of the utility plant»*⁷

7 En outre, le signal de prix de long terme devient encore plus important pour le
8 client lorsqu'il s'agit de procéder à des choix d'investissement.

9 *«It is these longer-run, anticipated rates, when compared with*
10 *anticipated prices for substitute product or service, on which*
11 *individuals must rely in making rational decisions whether to*
12 *install oil-heating or gas-heating furnaces; whether to buy gas*
13 *ranges or electric ranges for the kitchen; whether to locate an*
14 *aluminium-reduction plant near the source of hydroelectric*
15 *power, near a conventional fossil fuel plant, or to locate it*
16 *instead near the source of nuclear power, etc»*⁸

17 Pour leur part, les coûts marginaux de court terme sont généralement utilisés
18 comme base de calcul pour l'établissement du niveau des prix des options
19 tarifaires qui visent le maintien de l'équilibre offre-demande à court terme.;

2.2. Le reflet des coûts marginaux dans les structures tarifaires du Distributeur

20 Le niveau des tarifs d'électricité au Québec est établi sur la base des coûts
21 moyens, mais il est important que la structure des tarifs reflète celle des coûts
22 marginaux pour induire les bons choix économiques. Les coûts marginaux de
23 long terme ne devraient donc pas remplacer les revenus requis dans le calcul du
24 niveau des tarifs mais plutôt indiquer la direction et l'ampleur des changements
25 de structure à apporter sur un horizon de long terme.

⁶ Bonbright, James C, Albert L. Danielsen et David K. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, Public Utilities Report, Inc, 2e édition, 1988. page 456.

⁷ Ibid., page 456.

⁸ Ibid., page 465.

1 Les coûts évités du Distributeur sur la base desquels les structures tarifaires
2 seront graduellement modifiées sont présentés à la pièce HQD-14, document 3

3 ***Composantes fixes et variables***

4 La conception des différents tarifs consiste à refléter les coûts entre leurs
5 composantes fixes et variables afin de traduire les particularités du service offert
6 à chacune des catégories tarifaires. Ceci permet ainsi de traiter de la même
7 façon les clients qui présentent des caractéristiques de consommation
8 semblables.

9 D'un point de vue tarifaire, les coûts s'expriment en termes de coûts de
10 puissance, d'énergie et d'abonnement. La facturation de la puissance permet
11 généralement de récupérer les coûts des équipements nécessaires pour
12 répondre à la demande au moment de la pointe. Même en l'absence de toute
13 consommation en kWh, ces équipements et services doivent être maintenus et
14 par conséquent facturés. Certains frais dépendent de la quantité d'énergie livrée.
15 Ils représentent des charges variables qui sont généralement récupérées dans la
16 composante énergie des tarifs. D'autres frais sont liés avant tout au nombre de
17 clients desservis indépendamment de leur niveau de consommation. Ces frais
18 sont normalement récupérés sous la forme d'une redevance d'abonnement
19 lorsqu'ils sont significatifs.

20 ***Reflét des coûts marginaux***

21 Il existe un vaste spectre de moyens permettant d'utiliser les coûts marginaux
22 pour établir les structures tarifaires afin de donner un bon signal de prix. Les
23 orientations du Distributeur visent une meilleure efficacité et tiennent compte du
24 contexte propre au Québec.

25 Pour la clientèle domestique, une clientèle relativement homogène, la structure
26 de base généralement utilisée se veut simple. Le reflét des coûts marginaux se
27 traduit par une structure à deux paliers, avec un prix de la première tranche sous

1 le coût marginal et un prix de la deuxième tranche qui tend au cours des années
2 à atteindre le coût marginal de long terme, ce qui permet de récupérer les
3 revenus requis tout en donnant un signal de prix efficace. Les coûts marginaux
4 de long terme sont utilisés pour indiquer au client le coût de sa consommation à
5 la marge et s'appliquent sur la partie élastique du tarif, sur laquelle les clients
6 pourront agir.

7 La question de l'utilisation de l'électricité pour les fins de chauffage a souvent été
8 soulevée, l'argument principal étant qu'avec un mauvais signal de prix, les clients
9 optent pour l'électricité lorsqu'il s'agit du chauffage. Dans un contexte de hauts
10 prix des combustibles, les clients pourraient même être tentés de substituer leur
11 charge de chauffage du combustible vers l'électricité ; cette décision implique,
12 pour chaque client, une charge additionnelle d'une importance sans égale parmi
13 tous les usages électriques au résidentiel.⁹ Étant donné qu'à la marge, tous les
14 kWh sont vendus à perte par le Distributeur, chaque cas de substitution génère
15 un manque à gagner, relativement important et surtout récurrent, qui est assumé
16 ultimement par l'ensemble des clients. Il importe donc, compte tenu du caractère
17 particulier de la charge de chauffage, de s'assurer que les clients reçoivent le
18 bon signal de prix lorsqu'ils sont confrontés à un choix de système de chauffage.
19 Dans sa stratégie énergétique, le gouvernement s'est dit préoccupé par cette
20 situation.

21 *«La nouvelle structure tarifaire de l'électricité, davantage*
22 *progressive, enverra aux consommateurs québécois un*
23 *meilleur signal de prix lorsqu'ils doivent choisir la source*
24 *d'énergie qu'ils utiliseront pour se chauffer. Cette nouvelle*
25 *structure tarifaire incitera ainsi à « utiliser la bonne énergie au*
26 *bon endroit ». On doit en effet se demander s'il est toujours*
27 *pertinent de systématiquement se chauffer à l'électricité.»¹⁰*

⁹ Sur une base annuelle, le chauffage représente environ la moitié des kWh consommés par un client qui chauffe à l'électricité.

¹⁰ Gouvernement du Québec, op. cit., p. 58.

1 Aux tarifs généraux, le signal des coûts marginaux se traduit actuellement par
2 l'application d'une part plus importante des hausses tarifaires sur la composante
3 énergie du tarif que sur la composante puissance, ce qui a pour conséquence
4 d'augmenter graduellement la part des coûts de l'énergie dans la facture des
5 clients relativement aux coûts en puissance. Le mécanisme de fixation de la
6 puissance à facturer permet quant à lui de tenir compte de la saisonnalité dans
7 les structures des tarifs généraux.

8 Malgré cela, la dégressivité des prix de l'énergie aux tarifs généraux, bien qu'elle
9 assure la continuité entre les tarifs, continue de véhiculer une mauvaise
10 perception du signal de prix auprès de la clientèle. De plus, la complexité des
11 tarifs contribue à diluer le signal de prix.

12 Dans un contexte où les coûts marginaux sont supérieurs au coût moyen, il
13 existe donc une marge de manœuvre pour ajuster les structures tarifaires afin
14 qu'elles reflètent le mieux possible la réalité des coûts à laquelle fait face le
15 Distributeur.

16 Pour leur part, les options tarifaires visent des objectifs précis, par exemple, le
17 déplacement de charges et le comblement de creux. Elles ciblent une clientèle
18 dont le profil de consommation est compatible avec les objectifs recherchés tout
19 en évitant de perturber les structures de base.

3. LE REFLET DES COÛTS MARGINAUX CHEZ LES AUTRES DISTRIBUTEURS

20 Plusieurs distributeurs ont entrepris une révision de leurs structures tarifaires
21 généralement à la demande des organismes réglementaires ou du
22 gouvernement. En parallèle, de nombreuses initiatives en matière d'efficacité
23 énergétique et de gestion de la consommation ont été mises en œuvre au cours
24 des dernières années. Cette section résume l'expérience récente des

1 distributeurs canadiens et américains au niveau des structures tarifaires et dans
2 certains cas, de la tarification différenciée dans le temps et des compteurs
3 avancés.

3.1. Ontario

4 Dans le cadre de son plan d'affaires 2007-2010, la Commission de l'énergie de
5 l'Ontario (CÉO) s'est engagée à revoir en profondeur la tarification de la
6 distribution d'électricité en Ontario¹¹ étant donné les nombreux changements et
7 développements observés dans le secteur de l'électricité depuis les dernières
8 années (notamment, la restructuration du marché de l'électricité, de nouveaux
9 développements au niveau du mesurage, une hausse de la production
10 décentralisée et de nombreuses initiatives en conservation et en gestion de la
11 demande).

12 Comme première étape, la Commission a déposé un document de consultation
13 sur les principes et l'élaboration des tarifs le 30 mars 2007.¹² Suite à la
14 consultation des divers intervenants, elle entend publier en 2008 un encadrement
15 sur la tarification de la distribution d'électricité pour les distributeurs en Ontario.

16 Parmi les questions abordées dans le document de consultation figurent
17 l'établissement des catégories tarifaires, la proportion de charges fixes et
18 variables des tarifs, l'harmonisation possible des tarifs pour l'ensemble des
19 distributeurs en Ontario et la tarification sur la base du coût marginal de long
20 terme.

¹¹ <http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/abouttheoeb/corporate.htm>

¹² Ontario Energy Board, Staff Discussion Paper, Rate Design for Electricity Distributors :
Overview and scoping, EB-2007-0031, Mars 2007.

http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/industryrelations/ongoingprojects_ratedesign-electricitydist.htm

3.1.1. Prix de la fourniture

1 Depuis avril 2005, les consommateurs ontariens qui achètent leur électricité
2 directement auprès de leur service public paient un tarif progressif pour la
3 composante fourniture de leur facture : un prix plus bas jusqu'à un certain seuil
4 mensuel et un prix plus élevé pour l'électricité consommée au-delà de ce seuil.
5 Ces tarifs sont établis par la CÉO. Le prix réglementé de la fourniture (*Regulated*
6 *Price Plan* - RPP) est réservé aux clients résidentiels, aux clients commerciaux
7 qui consomment moins de 250 000 kWh/an et aux autres clients désignés,
8 notamment les hôpitaux, les écoles et les fermes.

9 Le seuil mensuel de la première tranche pour les clients résidentiels varie selon
10 la période de l'année : il est fixé à 1 000 kWh pour la période d'hiver (du
11 1^{er} novembre au 30 avril), et à 600 kWh pour la période d'été (du 1^{er} mai au
12 31 octobre). Le seuil demeure à 750 kWh par mois toute l'année pour les clients
13 autres que résidentiels.

14 Il est prévu que cette structure de prix pour la fourniture soit appliquée jusqu'à ce
15 que la CÉO décrète obligatoire l'application d'une tarification différenciée dans le
16 temps associée aux compteurs avancés. Bien que la plupart des consommateurs
17 n'aient pas de compteur avancé avant 2008, voire 2010, la grille tarifaire
18 réglementée prévoit également des prix selon l'heure de la consommation pour
19 les quelques services publics qui possèdent des systèmes ainsi que des
20 compteurs calculant la consommation d'électricité d'heure en heure et qui ont mis
21 en œuvre un mode de tarification horaire.¹³

22 Le prix de la fourniture peut changer tous les six mois en fonction de
23 l'actualisation des prévisions de la CÉO et de toute différence entre le prix de
24 l'électricité payé par les consommateurs et le montant payé aux producteurs.
25 Depuis le 1^{er} mai 2007, les consommateurs admissibles à la grille tarifaire

¹³ Voir la section 3.1.3.2 pour plus de détails.

1 réglementée paient 5,3 ¢/kWh pour la première tranche d'énergie qu'ils
2 consomment chaque mois et 6,2 ¢/kWh pour le reste de la consommation.

3.1.2. Mesures visant la gestion de la demande et l'efficacité énergétique

3 En avril 2007, le gouvernement ontarien a annoncé le lancement de différentes
4 mesures visant la gestion de la demande et l'efficacité énergétique pour l'été
5 2007 dont la reconduction du programme *Économies d'été* (ou 10/10) qui offre
6 aux particuliers et aux petites entreprises un rabais de 10 % sur leur facture
7 d'électricité s'ils réduisent leur consommation de 10 % du 1^{er} juillet au 31
8 août 2007 par rapport à la même période en 2006.¹⁴ Ce programme est offert par
9 Toronto Hydro depuis l'été 2006.

10 La CÉO a approuvé les coûts du programme de Toronto Hydro qui étaient
11 estimés à 5,6 M\$ en 2006. De ce montant, 3 M\$ sont assumés par le budget du
12 programme de conservation et de gestion de la demande de Toronto Hydro¹⁵ et
13 2,6 M\$ sont comptabilisés afin d'être recouverts ultérieurement. Toronto Hydro a
14 indiqué que 153 637 consommateurs ont réduit leur consommation d'électricité
15 de 10 %.¹⁶ Dans sa demande d'approbation à la CÉO, Toronto Hydro a présenté
16 un test du coût total en ressources pour démontrer la rentabilité de son
17 programme.¹⁷ Ainsi, en ne considérant que des coûts de programme de
18 600 000 \$ (publicité et livraison), elle a estimé que pour chaque dollar investi, un
19 montant de 4,70 \$ est retourné en bénéfices pour la société.

20 Un programme semblable, le 20/20, a été appliqué en Californie en 2001. Des
21 analyses ont révélé que ce programme comportait plusieurs lacunes.

¹⁴ http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=français.communique&body=yes&news_id=148

¹⁵ En février 2005, la CÉO a approuvé le budget total du programme de CGD de Toronto Hydro qui s'élève à 39,8 M\$ devant être dépensés sur 3 ans.

¹⁶ Voir powerWise Newsletter <http://www.torontohydro.com/electricsystem/powerwise/index.cfm>

¹⁷ EB-2006-0145.

1 «A typical example of an ad hoc “rate design” that has
2 caused much inefficiency and wealth transfer is California’s
3 Energy 20/20 cash rebate program. This was created through
4 an executive order by then-Gov. Gray Davis in California
5 during the height of the energy crisis in 2000-01 when he
6 realized he could not raise energy prices in order to balance
7 demand with supply.

8 Under the 20/20 program, customers who lowered usage by
9 20 percent during a summer month in 2001 were given a
10 bonus credit of 20 percent in their bill. This was over and
11 above the 20 percent reduction on the bill that occurred
12 because of conservation (lower usage). The program was
13 widely credited for helping achieve 2,600 MW of peak
14 demand savings and 3,053 GWh of energy savings during the
15 critical summer peak consumption months from June to
16 September 2001. The program dominated the state’s energy
17 saving during 2001, accounting for about two-thirds of the
18 total. About 30 percent of customers benefited from the
19 program. The program cost \$415 million, which ultimately will
20 be recovered from all customers.

21 Subsequent analysis revealed that the program had several
22 flaws, including a high incidence of free riders, a low cost-
23 benefit ratio, and a failure to link the time period during which
24 customers reduced usage with system needs. Even then, it
25 was extended the following year by the California Public
26 Utilities Commission and reinstated in the summer of 2005.
27 One utility estimates that the program reduced peak demand
28 at a cost of \$276/kW-yr, compared with the marginal cost of
29 supplying demand of electricity of \$55/kW-yr.»¹⁸

30 Par ailleurs, le programme *Double return* qui a été introduit en novembre 2006
31 par Hydro One vise à atteindre une réduction de la demande en pointe des
32 clients commerciaux et industriels en hiver et en été jusqu'à 25 MW.¹⁹ Les clients
33 visés sont ceux qui possèdent un compteur avec mesurage par intervalles et qui

¹⁸ Ahmad Faruqui and Stephen S. George, *Pushing the envelope on the rate design*. The Electricity Journal, Mars 2006, pages 33-42.

¹⁹ http://www.hydroonenetworks.com/en/efficiency/double_return/default.asp

1 ont une pointe mensuelle totale supérieure à 100 MW. Ces clients sont inclus
2 automatiquement dans le programme. Lorsqu'ils réduisent leur appel de
3 puissance moyen de 5 à 10 % durant les mois d'hiver (décembre à février) et/ou
4 d'été (juin à août) par rapport à la même période de l'année précédente, Hydro
5 One double leur réduction de facture pour la composante distribution. Pour l'hiver
6 2006-2007, Hydro One estime la baisse de la demande à plus de 30 MW. Les
7 rabais sont calculés sur des données non normalisées pour la température sur la
8 base que ces clients ont une consommation qui y est peu sensible.

3.1.3. Déploiement de compteurs avancés en Ontario

3.1.3.1. État de la situation au niveau législatif

9 Le système de compteurs avancés en Ontario comprendra 2 entités : une entité
10 au niveau de chaque distributeur (infrastructure relative aux compteurs avancés
11 ou ICA) et une entité provinciale (système de gestion et de stockage des
12 données de compteurs ou SGSDC).²⁰

13 L'ICA est l'infrastructure au sein de laquelle seront relevées à distance les
14 lectures horaires des clients. Chaque jour, ces données seront ultimement
15 transmises à un système centralisé, le SGSDC. Le rôle du SGSDC est de fournir
16 une infrastructure commune à tous les distributeurs de la province qui reçoit les
17 données des ICA, les stocke, les gère, les traite de façon à ce qu'elles soient
18 prêtes pour la facturation et en donne l'accès aux parties concernées. Les
19 spécifications de cette infrastructure ne sont pas encore définies. Des
20 consultations sont en cours à ce sujet.

Règlement définitif en vigueur depuis le 22 septembre 2006

21 *Fonction additionnelle de la SIERE*

²⁰ <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=electricite.smartmeters>

1 La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) est
2 responsable de planifier, gérer, implanter et livrer le projet de compteurs
3 avancés. Le programme de mise en œuvre du système de compteurs intelligents
4 de la SIERE porte plus particulièrement sur la prestation de la fonction SGSDC, y
5 compris les interfaces entre le SGSDC et les ICA des distributeurs locaux et les
6 systèmes d'information des clients.

7 En décembre 2006, sur la base d'un appel de propositions, la SIERE a
8 sélectionné la compagnie IBM pour développer et opérer pendant 4 ans, et au
9 coût de 85 M\$, le SGSDC²¹. Le système entrera en période d'essai au cours de
10 l'été 2007.

Règlements en vigueur depuis le 29 août 2006

11 *Spécifications de l'ICA*

12 Les spécifications touchent plus particulièrement la collecte et la transmission de
13 données au SGSDC.

14 Les spécifications des compteurs ne sont et ne seront pas définies par le
15 gouvernement. Comme il a été mentionné dans le plan d'implantation de janvier
16 2005 :

17 *«Distributors should be responsible for selecting a smart*
18 *metering system that best suits their regional conditions and*
19 *customer mix. As they are now, distributors will continue to be*
20 *responsible for the installation, servicing and reading of the*
21 *meter.»²²*

22 Les spécifications de l'ICA se situent au niveau de la qualité et de la précision
23 des données, de la fréquence de transmission de données, de la
24 synchronisation, des relevés de panne et de la résistance à la température et à

²¹ http://www.ieso.ca/imoweb/media/md_newsitem.asp?newsID=3231

²² http://www.oeb.gov.on.ca/documents/communications/pressreleases/2005/press_release_sm_implementationplan_260105.pdf

1 l'humidité. Elles incluent également des spécifications techniques quant au
2 matériel utilisé pour acheminer les données du compteur à l'ICA.

3 *Compteurs avancés : Activités discrétionnaires autorisées et acquisition*

4 Ce règlement définit les activités dont les coûts pourront être reconnus ainsi que
5 les principes d'acquisition (appel d'offres ouvert, juste, équitable, aucun conflit
6 d'intérêts,...). Il nomme explicitement treize distributeurs qui pourront réaliser ces
7 activités.

8 *Compteurs avancés : Récupération des coûts*

9 Les Distributeurs pourront faire reconnaître les coûts associés à l'ICA.

10 *Priorité d'installation des compteurs*

11 Le gouvernement a ciblé certains distributeurs où seront installés les premiers
12 compteurs avancés. Il s'agit de :

- 13 • Chatham-Kent Hydro Inc.
- 14 • Middlesex Power Distribution Corporation.
- 15 • Milton Hydro Distribution Inc.
- 16 • Newmarket Hydro Ltd.
- 17 • Tay Hydro Electric Distribution Company Inc.

18 Au 30 avril 2007, plus de 576 000 compteurs avancés avaient été installés en
19 Ontario sans qu'ils ne servent encore à appliquer une TDT.

3.1.3.2. État de la situation au niveau de la CÉO

20 Tous les distributeurs d'électricité de l'Ontario devaient avoir déposé leur plan
21 d'investissement pour les compteurs avancés en date du 15 décembre 2006. Or,
22 sur les quelque 95 distributeurs, seuls 25 ont répondu à la demande de la
23 Commission. Parmi ces 25 distributeurs, se retrouvent ceux qui ont été autorisés

1 à réaliser des activités discrétionnaires (*named*) ainsi que 12 distributeurs
2 (*active*) qui réaliseront des activités relatives aux compteurs avancés («*appear to*
3 *be pursuing smart metering activities in 2007, either as pilot programs or a roll-*
4 *out of a smart meter program*»). Finalement 57 distributeurs sont considérés
5 comme inactifs, c'est-à-dire qu'ils ont signalé à la Commission qu'ils
6 n'entreprendraient aucune activité reliée aux compteurs avancés avant au moins
7 2008 («*they will not be undertaking any smart metering activities until at least*
8 *2008*»).

9 Selon les données fournies par les 25 distributeurs nommés et actifs, les
10 compteurs envisagés coûteraient entre 110 \$ et 560 \$ l'unité (coût en capital,
11 achat et installation) et les frais annuels d'exploitation augmenteraient de 5 \$ à
12 42 \$ par compteur²³. Compte tenu de l'ampleur des écarts, la Commission a
13 décidé de tenir une instance combinée dont l'objectif est de déterminer certains
14 principes généraux applicables aux distributeurs qui ont été autorisés à réaliser
15 des activités discrétionnaires et reliés au caractère prudent des activités en lien
16 avec les compteurs avancés et au recouvrement de leurs coûts. Cette audience
17 a été amorcée le 2 mai 2007 et la plupart des séances ont été tenues à huis
18 clos.²⁴

19 Le 27 juin dernier, la CÉO a rendu publiques certaines modifications au Code de
20 règlement au détail, au Code des réseaux de distribution et au Code des
21 services d'approvisionnement ordinaire relativement au déploiement des
22 compteurs avancés en Ontario.²⁵ Ces modifications traitent particulièrement de la
23 mise en application de la TDT.

24 Ainsi, les distributeurs qui choisiront d'appliquer la TDT avant qu'elle ne soit
25 décrétée obligatoire pour tous, pourront la rendre obligatoire pour tous les clients

²³ http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/consumers/understanding/2007edr_decisions.htm

²⁴ <http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2007-0063/>

²⁵ http://www.oeb.gov.on.ca/html/fr/communications/pressreleases_2007.htm

1 ayant un compteur avancé installé chez eux ou laisser le choix aux clients d'y
2 adhérer volontairement. La CÉO propose également une nouvelle modification
3 qui oblige les services publics d'aviser leurs consommateurs directement (par un
4 encart accompagnant les factures ou par lettre, envoi direct ou appel
5 téléphonique) relativement aux prix selon l'heure de la consommation qui seront
6 fournis sur une base obligatoire ou volontaire.

7 L'ensemble des activités de la CÉO relatives aux compteurs avancés est
8 présenté à l'annexe B.

3.2. Colombie-Britannique

9 En décembre 2006, BC Hydro a déposé à la *BC Utilities Commission* (BCUC)
10 des documents préliminaires en vue du dépôt d'une requête en mars 2007
11 concernant la méthode d'allocation des coûts et l'envoi d'un meilleur signal de
12 prix aux clients par l'entremise de tarifs plus simples et plus efficaces. Dans sa
13 requête déposée à la BCUC portant sur l'examen de ses structures tarifaires²⁶,
14 BC Hydro a présenté le 15 mars 2007 les orientations tarifaires qu'elle entend
15 poursuivre au cours des prochaines années. Ces orientations sont prises dans
16 un contexte où BC Hydro fait face à une augmentation de la consommation de sa
17 clientèle, à des coûts croissants pour les nouveaux approvisionnements et à un
18 recours accru aux importations d'électricité au cours des dernières années.

²⁶ Rate Design Application, <http://www.bcuc.com/ApplicationView.aspx?ApplicationId=145>

1 Les orientations de BC Hydro tiennent également compte de la politique
2 énergétique du gouvernement dévoilée le 27 février 2007 (2007 Energy Plan) qui
3 met l'emphase sur l'économie d'énergie, l'efficacité énergétique et les énergies
4 propres et qui vise l'autosuffisance électrique de la province d'ici 2016. Dans ce
5 contexte, les structures tarifaires sont vues comme un outil de gestion de la
6 demande pour réduire la consommation ou déplacer la demande à des périodes
7 moins coûteuses. Le gouvernement demande aux distributeurs d'explorer,
8 d'élaborer et de proposer des structures tarifaires innovatrices pour répondre à
9 ses objectifs.

10 *«Exploring new rate structures to identify opportunities to use*
11 *rates as a mechanism to motivate customers either to use*
12 *less electricity or use less at specific times.*

13 *Employing new rate structures to help customers implement*
14 *new energy efficient products and technologies and provide*
15 *them with useful information about their electricity*
16 *consumption to allow them to make informed choices.»²⁷*

17 Par ailleurs, le gouvernement a indiqué qu'il s'attendait à ce que les bénéfices
18 associés aux compteurs avancés soient considérés dans les analyses réalisées.

19 *«... all utilities are encouraged to explore, develop and*
20 *propose to the Commission additional innovative rate designs*
21 *that encourage efficiency, conservation and the development*
22 *of clean or renewable energy. These include stepped rates*
23 *for other rate classes, interruptible/curtailable rates, critical*
24 *period rates, clean electricity supply rates, tariffs focused on*
25 *promoting energy efficient new construction and others. A*
26 *part of this work should include consideration of the benefits*
27 *of 'smart' or advanced metering technology, which offer*
28 *potential for much greater consumption information and*
29 *control being available to the consumer.*

²⁷ The BC Energy Plan, A Vision for Clean Energy Leadership, p.5, <http://energyplan.gov.bc.ca>.

1 *The Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources will*
2 *monitor and assess progress on the development and*
3 *implementation of price structures and advanced metering to*
4 *encourage energy efficiency and conservation, and may*
5 *propose additional regulatory measures (e.g. Special*
6 *Directions) if required.»²⁸*

7 Selon des informations non-officielles²⁹, BC Hydro planifierait l'installation de
8 compteurs avancés chez ses 1,7 millions de clients résidentiels d'ici 5 ans, ce qui
9 permettrait l'introduction d'une tarification dynamique — plutôt que le tarif
10 résidentiel à une tranche actuellement utilisé — ainsi que la détection des
11 pannes et des vols d'électricité. BC Hydro devra recevoir l'approbation de la
12 BCUC avant d'entreprendre ce déploiement de compteurs dont le coût est estimé
13 à 500 M\$. Cette annonce fait suite entre autres aux premiers résultats du projet
14 pilote de TDT amorcé l'an dernier.

15 BC Hydro a présenté sa requête pour 2007 comme une base à sa stratégie
16 tarifaire de plus long terme, qui pourrait résulter entre autres en de futurs tarifs
17 expérimentaux, et qui sera menée en lien avec le développement des
18 programmes d'efficacité énergétique. La stratégie prévoit une consultation des
19 clients et des intervenants.

20 BC Hydro entend améliorer le signal de prix envoyé aux clients de façon à
21 encourager l'utilisation efficace de l'électricité. Pour la clientèle résidentielle, elle
22 propose pour l'instant de maintenir le tarif actuel. Ce tarif est composé d'une
23 redevance et d'une tranche d'énergie et il n'est pas envisagé de le rendre
24 progressif à très court terme. BC Hydro poursuivra par ailleurs son projet pilote
25 de TDT horo-saisonnier auprès de sa clientèle résidentielle. Ce projet pilote qui
26 a été introduit le 1^{er} novembre 2006 sera en cours pour une période de 2 ans soit

²⁸ http://energyplan.gov.bc.ca/PDF/BC_Energy_Plan_Conservation.pdf , page 3.

²⁹ John Bermingham, *B.C. Hydro bringing 'smart meters' to your home*, The Province, 18 juin 2007. BC Hydro n'a pas émis de communiqué à ce sujet.

1 jusqu'au 31 octobre 2008 (pour plus de détails, voir la pièce HQD-12, document
2 5).

3 BC Hydro propose dans sa requête 2007 d'améliorer le signal de prix pour les
4 clients des tarifs généraux. Outre les tarifs pour les clients alimentés en haute
5 tension, deux tarifs pour usage général sont en vigueur pour les clients généraux
6 de moins de 35 kW et ceux de plus de 35 kW respectivement. Le tarif général
7 applicable au-delà de 35 kW est composé d'une redevance, de trois tranches
8 progressives en puissance et de deux tranches dégressives en énergie. BC
9 Hydro propose que ce tarif soit uniquement composé d'une redevance, d'un prix
10 en énergie et d'un prix en puissance. Pour mieux préparer la clientèle à ces
11 changements, elle demande d'introduire sa réforme sur trois ans, de 2008 à
12 2010. Comme mesure d'atténuation pour les clients les plus touchés, BC Hydro
13 propose de leur offrir l'opportunité de participer aux programmes d'efficacité
14 énergétique (*Power Smart*). Pour la clientèle de grande puissance, BC Hydro a
15 introduit en 2006 sur demande du gouvernement une tarification à paliers (pour
16 plus de détails, voir la section 3.2.1.1 de la pièce HQD-12, document 4).

3.3. Manitoba Hydro

17 Dans ses décisions au cours des dernières années, la Public Utilities Board du
18 Manitoba (PUB) a demandé à Manitoba Hydro de prendre des mesures pour
19 améliorer le signal de prix.

3.3.1. Structures tarifaires

1 Suite à la décision 7/03 de la PUB, la firme NERA Economic Consulting (ci-après
2 NERA) a été retenue par Manitoba Hydro pour analyser la pertinence d'introduire
3 une tarification progressive et une tarification différenciée dans le temps pour les
4 clients résidentiels manitobains.³⁰

5 Les principales conclusion du rapport de NERA sont les suivantes :

- 6 • Comme les coûts marginaux de Manitoba Hydro varient par saison et
7 selon l'heure de la journée, la mise en place d'une tarification différenciée
8 dans le temps pourrait générer des gains en terme d'efficacité et
9 permettre à Manitoba Hydro de rencontrer ses objectifs tarifaires. Par
10 rapport à la structure dégressive actuelle ou une structure sans palier,
11 une structure progressive améliorerait également l'efficacité.
- 12 • Pour la clientèle résidentielle, bien qu'il soit possible d'avoir deux seuils
13 d'application distincts pour la 1^{re} tranche d'énergie pour les clients ayant
14 accès ou non au gaz naturel, l'utilisation d'un seuil unique est proposé
15 puisqu'il évite des problèmes administratifs notamment quant à la
16 détermination des clients admissibles au palier le plus élevé. Il est
17 suggéré de fixer le seuil à un niveau assez bas pour que la plupart des
18 clients chauffés à l'électricité, dont la demande est plus élastique,
19 consomment au coût marginal.
- 20 • Pour la clientèle générale, les structures binômes auraient tendance à
21 produire des gains additionnels par rapport aux structures en énergie
22 seulement. De plus, pour des raisons d'équité et de compétitivité, une
23 structure progressive aux tarifs généraux devrait avoir un seuil du premier
24 palier défini en fonction d'une consommation de référence pour chaque

³⁰ NERA Economic Consulting, *Review of Time-of-Use and Inverted Electric Rate Structures For Application in Manitoba*, 18 juillet 2005.

1 client. Comme le coût d'administration de ce type de tarif est cependant
2 très onéreux, il est proposé de le restreindre aux plus grands clients.

- 3 • Pour les autres clients généraux, une solution serait d'offrir le choix entre
4 une structure progressive en énergie et une tarification différenciée dans
5 le temps sans palier. Toutefois, les structures progressives avec un
6 premier palier fixe uniforme pour la clientèle générale créent de l'iniquité à
7 l'intérieur de la catégorie de clients et a un effet négatif sur la compétitivité
8 des entreprises.

9 Les conclusions de NERA reposent sur des hypothèses qui devront être testées
10 et, au besoin, simplifiées pour assurer une simplicité d'application. Avant tout
11 changement dans les structures tarifaires, NERA invoque l'importance de
12 l'information donnée au client relativement aux changements à venir et sur les
13 moyens qu'il peut prendre pour s'y adapter. De plus, NERA juge important de
14 bien identifier les effets des mesures sur le distributeur, en termes de coûts
15 d'implantation et de risques financiers, et de limiter les impacts sur la clientèle.
16 Cette préoccupation conduit généralement les distributeurs à faire des
17 compromis entre l'efficacité et l'équité, en introduisant les changements proposés
18 de façon graduelle.

19 *«While reducing cross-subsidies within customer classes and*
20 *improving the efficiency of price signals are important rate*
21 *design objectives, gradualism in such changes is also an*
22 *equity issue. As a result, careful evaluation of bill impacts is an*
23 *important consideration and rate restructuring may require a*
24 *phased implementation.»³¹*

25 NERA suggère de limiter l'impact sur la facture à un pourcentage donné, de
26 façon temporaire, et d'augmenter graduellement ce pourcentage de façon à
27 faciliter la transition vers le nouveau tarif tout en améliorant le signal de prix pour
28 les autres clients.

³¹ Ibid, p.7.

1 Dans la décision 20/07 concernant la méthode d'allocation des coûts de
2 Manitoba Hydro, la PUB a réitéré ses demandes en ce qui a trait aux structures
3 tarifaires. Elle demande le dépôt avant la fin d'avril 2007 d'informations et de
4 rapports dans lesquels différentes avenues devront être proposées pour
5 améliorer le signal de prix envoyé aux clients. Manitoba Hydro a reporté le dépôt
6 de ces documents au mois d'août 2007. Entretemps, elle a entrepris une
7 consultation de sa clientèle à ce sujet.

3.3.2. *Projet pilote sur les compteurs avancés*

8 En juin 2006, Manitoba Hydro avait annoncé la mise en place d'un projet pilote
9 pour tester la rentabilité associée à l'implantation d'une nouvelle génération de
10 compteurs avancés à radiofréquence chez certains de ses clients au gaz naturel
11 et à l'électricité. Le déploiement des compteurs a eu lieu en avril 2007 dans la
12 région de Winnipeg. Encore une fois, comme cela a été souvent constaté,
13 l'objectif premier du déploiement de compteurs avancés est d'améliorer le service
14 à la clientèle :

15 *«The new technology will allow Manitoba Hydro to deliver*
16 *greater customer value through improved system reliability,*
17 *accuracy in metering and billing, and enhanced energy*
18 *conservation. Eventually, it will also provide the capability to*
19 *offer a broad range of additional new services, such as flexible*
20 *rate plans, time-of-use information, customer "in-home" energy*
21 *use display, and faster response times for power outages and*
22 *restorations.»³²*

23 Pour l'instant, aucun projet de tarification différenciée dans le temps n'a été
24 annoncé.

³² Voir https://www.hydro.mb.ca/news/releases/news_07_03_23.1.shtml

3.4. Nouveau-Brunswick

1 Dans sa requête de 2006, Énergie NB a annoncé qu'elle voulait éliminer la
2 dégressivité au tarif résidentiel d'ici 2007 et introduire une structure progressive
3 d'ici 2010.

4 Dans sa décision du 19 juin 2006 concernant la demande tarifaire de Énergie
5 NB, la Commission des entreprises de service public (CESP) a souligné l'appui
6 unanime des intervenants d'éliminer la dégressivité au tarif résidentiel. La CESP
7 considère toutefois qu'étant donné les impacts tarifaires d'une telle mesure sur
8 les grands clients résidentiels, la structure à un prix devrait être introduite
9 graduellement et a approuvé des changements en ce sens.

10 Quant au tarif pour usage général qui est également dégressif, la hausse tarifaire
11 de 3,8 % au 1^{er} juillet 2006 a été appliquée de façon différenciée et seul le prix
12 de la 2^e tranche et la redevance ont été haussés de 8 % ce qui contribue à
13 réduire la dégressivité.

14 La CESP a accepté une demande de hausse tarifaire provisoire des tarifs de
15 Énergie NB de 9,6 % applicable à compter du 8 juin 2007. L'examen public
16 complet de la demande tarifaire de Énergie NB aura lieu à l'automne 2007. Dans
17 sa preuve soumise le 3 juillet 2007, Énergie NB présente l'amélioration des
18 signaux de prix aux clients comme un de ses principes tarifaires visant à leur
19 permettre de faire des choix économiques mieux alignés au coût de fourniture du
20 service.

21 Au tarif résidentiel, Énergie NB propose d'aplanir la structure du tarif résidentiel
22 en trois étapes. Comme première étape, elle propose de réduire la part énergie
23 du tarif d'un tiers en appliquant la hausse environ deux fois plus en 2^e qu'en 1^{re}
24 tranche. La redevance reste quant à elle inchangée.

25 Aux tarifs généraux, elle amorce une harmonisation de ses deux tarifs (Usage
26 général I - Ordinaire et Usage général II - Tout électrique dont l'accès est fermé

1 depuis le 1^{er} juillet 2006) en proposant de réduire l'écart entre les prix respectifs
2 de la puissance et de l'énergie. Le tarif d'usage général I - Ordinaire est par
3 ailleurs ajusté de façon à réduire la dégressivité des prix de l'énergie.

4 Énergie NB propose également d'appliquer des hausses différenciées par tarif de
5 façon à maintenir son indice d'interfinancement entre 0,95 et 1,05.

3.5. États-Unis

6 De façon générale, le Distributeur a constaté qu'il y avait eu peu de nouveaux
7 développements aux États-Unis au niveau de l'amélioration du signal de prix
8 dans les structures tarifaires par rapport aux informations présentées dans le
9 dossier R-3610-2006.

10 Suite aux recommandations du Energy Policy Act (EPAAct 2005), les états avaient
11 jusqu'au mois de février 2007 pour se prononcer sur la pertinence, pour les
12 distributeurs sous leur juridiction, de répondre aux exigences relatives à la
13 tarification dynamique et aux compteurs qui lui sont associés. Certains états
14 américains se sont positionnés face aux normes de l'EPAAct 2005 mais aucun n'a
15 accepté les normes proposées. L'annexe C présente les cas identifiés jusqu'à
16 présent et dans le cas où les normes ont été refusées (Delaware, Floride, Idaho,
17 Iowa, Kentucky, Michigan, Mississippi, New York, Utah, Texas et Virginie) ainsi
18 que la raison du refus.

19 En ce qui concerne les compteurs avancés, *San Diego Gas & Electric* (SDG&E)
20 avait déjà obtenu une décision favorable relativement au pré-déploiement de
21 compteurs (budget de 9,3 M\$ permettant essentiellement d'effectuer des tests
22 sur des compteurs, de prendre contact avec des fournisseurs et d'émettre un
23 appel d'offres pour les compteurs).

- 24 • Le coût prévu pour le déploiement massif de compteurs chez les clients
25 résidentiels et commerciaux est de 635 M\$ (2,3 millions de compteurs).

- 1 • Sur l'horizon 2006-2024, les revenus requis dépassent les bénéfices
2 attendus de 54 M\$.

3 Une entente négociée a toutefois été signée entre SDG&E et les principaux
4 intervenants. Cette entente prévoit que les coûts du déploiement (2007-2011) ne
5 dépasseront pas 572 M\$ (dépenses en dollars courants). L'entente ne se
6 prononce pas sur la rentabilité comme telle du déploiement. Sur la durée de vie
7 du projet toutefois, soit 17 ans, la *California Public Utilities Commission* (CPUC) a
8 estimé un bénéfice de 40 à 50 M\$. Ce bénéfice est essentiellement dû à la
9 quantification de bénéfices non monétisables (32 à 43 M\$). L'installation des
10 compteurs devrait théoriquement débuter en 2008 et se terminer en 2010.

11 SDG&E n'a pas encore choisi de technologie précise de compteurs. Au mois
12 d'août 2006, elle annonçait l'installation de 500 compteurs (350 électriques et
13 150 gaz) de différents fournisseurs dans trois régions ciblées afin de tester la
14 viabilité de différentes technologies.

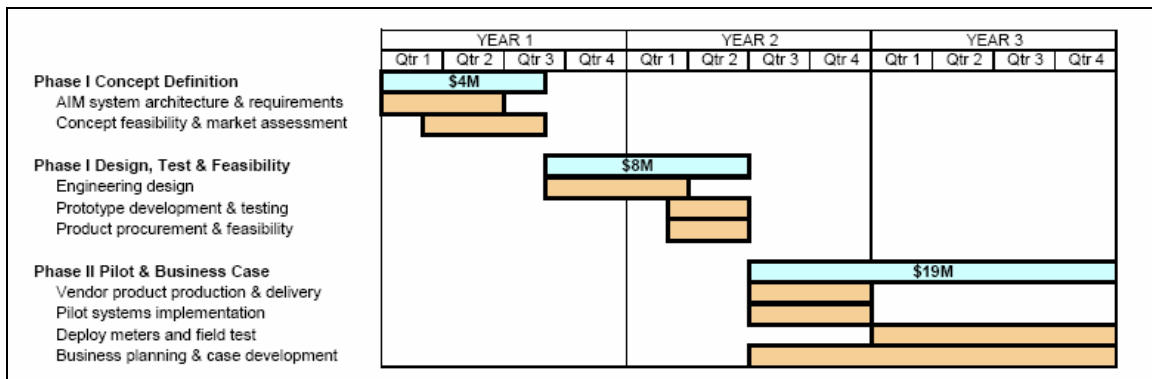
15 *Southern California Edison* (SCE) a quant à elle adopté une stratégie différente
16 de SDG&E (et de *Pacific Gas & Electric* (PG&E) en optant pour une stratégie de
17 recherche et développement. Dans sa requête initiale présentée à la CPUC en
18 mars 2005, SCE démontrait qu'avec la technologie actuellement disponible,
19 l'implantation de compteurs avancés n'était pas rentable. Les "moins pires" des
20 résultats lui laissent même entrevoir, sur une base actualisée, une augmentation
21 des revenus requis de l'ordre de 952 M\$.

22 En août 2005, SCE a présenté une requête amendée à la CPUC. Cette requête,
23 appuyée d'une nouvelle analyse de rentabilité basée sur l'utilisation potentielle de
24 nouvelles technologies de communication et de gestion de la demande
25 (délestage de charges de climatisation), démontrait cette fois un gain de 191 M\$.

26 La requête présentait un plan de travail en trois phases sur sept ans et demi
27 avant que tous les clients ne soient équipés d'un compteur avancé, les deux

1 premières phases constituant des étapes de recherche et développement et la
 2 troisième, le déploiement des compteurs. Le tableau suivant présente les deux
 3 premières phases ainsi que leur coût en date du 1^{er} août 2005.

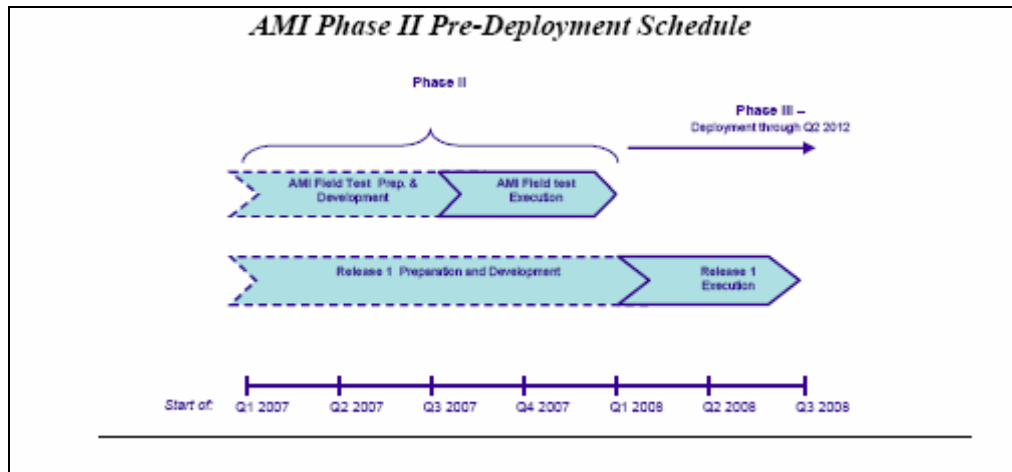
TABLEAU 1
PROJET COMPTEURS AVANCÉS DE SCE
PROPOSITION EN DATE D'AOÛT 2005



4 SCE a donc demandé à la CPUC d'autoriser un budget de recherche sur trois
 5 ans de 31 M\$ (soit 12 M\$ pour la phase 1 et 19 M\$ pour la phase 2). La CPUC
 6 n'a toutefois autorisé pour l'instant que le budget de 12 M\$ pour la phase 1.

7 Le 21 décembre 2006, SCE a demandé à la CPUC d'autoriser un nouveau
 8 budget de recherche de 67 M\$ afin de compléter d'ici décembre 2007 la phase 2
 9 de recherche et développement, ce qui inclut toutefois des investissements en
 10 systèmes (mesurage et télécommunication). Le tableau suivant présente
 11 l'échéancier proposé.

TABLEAU 2
PROJET COMPTEURS AVANCÉS DE SCE
PROPOSITION AU 21 DÉCEMBRE 2006



- 1 Dans le cadre de sa première phase de recherche et afin d'appuyer ses
- 2 nouvelles analyses de rentabilité, SCE a émis un appel d'offres pour 5 millions de
- 3 compteurs à la mi-décembre 2006. L'une des principales caractéristiques de ces
- 4 compteurs sera de permettre la gestion des charges des clients (thermostats et
- 5 électroménagers). SCE a également émis un appel d'offres pour le système qui
- 6 permettra de gérer les données.
- 7 SCE prévoit tester les compteurs sur 5 000 maisons au cours de l'année 2007.
- 8 Un déploiement massif pourrait avoir lieu à partir de 2008.

3.6. Europe

- 9 Le 5 avril 2006, le Parlement européen adoptait la directive 2006/32/Ce relative à
- 10 l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques
- 11 dont l'article 13 traite du mesurage de l'électricité. Cette directive demande aux
- 12 différents pays de l'Union Européenne de veiller à ce que les clients reçoivent, si
- 13 cela est possible et rentable, un signal de prix (énergie, eau,..) qui soit en relation
- 14 avec le moment de la consommation.

1 «Les États membres veillent à ce que dans la mesure où cela
2 est techniquement possible, financièrement raisonnable et
3 proportionné compte tenu des économies d'énergie
4 potentielles, les clients finals dans les domaines de
5 l'électricité, du gaz naturel, du chauffage et/ou du
6 refroidissement urbain(s) et de la production d'eau chaude à
7 usage domestique reçoivent à un prix concurrentiel des
8 compteurs individuels qui mesurent avec précision leur
9 consommation effective et qui fournissent des informations sur
10 le moment où l'énergie a été utilisée.»³³

³³ Voir http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/fr/oj/2006/l_114/l_11420060427fr00640085.pdf

**ANNEXE A : COMPTE-RENDU DE LA SÉANCE DE TRAVAIL DU
6 JUIN 2007 SUR LA RÉFORME DES STRUCTURES TARIFAIRES DU
DISTRIBUTEUR (SUIVI DE LA DÉCISION D-2007-12)**

1. CONTEXTE

1 Dans la décision D-2007-12, la Régie demandait au Distributeur de présenter ses
2 propositions de réforme tarifaire en séance de travail de telle sorte qu'il soit en
3 mesure de déposer un compte-rendu lors du prochain dossier tarifaire.³⁴

4 Conformément à la demande de la Régie, le Distributeur a rencontré le 6
5 juin 2007 les représentants des intervenants au dossier R-3610-2006 et de la
6 Régie pour leur faire part de ses propositions et soumet un compte-rendu de la
7 séance de travail. Le Distributeur souligne que cette réunion n'avait qu'un seul
8 objectif, soit celui de présenter ses diverses propositions et analyses aux
9 intervenants afin qu'ils aient une meilleure compréhension des différents enjeux
10 de la réforme des tarifs.

11 Outre ceux de la Régie et du Distributeur, des représentants des organismes
12 suivants ont participé à la rencontre :

- 13 • ACEF de Québec
- 14 • AIEQ
- 15 • AQCIE-CIFQ
- 16 • AREQ
- 17 • AQLPA-SÉ
- 18 • FCEI
- 19 • GRAME
- 20 • Option Consommateurs
- 21 • RNCREQ

³⁴ D-2007-12, p. 84.

- 1 • ROÉÉ
- 2 • Union des Consommateurs
- 3 • Union des Municipalités du Québec

2. PRÉSENTATION DES PROPOSITIONS DU DISTRIBUTEUR

4 Lors de la rencontre du 6 juin 2007, le Distributeur a présenté ses propositions
5 de réforme tarifaire en quatre sections : contexte et mesures tarifaires mises en
6 place dans les autres juridictions, réforme des tarifs domestiques, réforme des
7 tarifs généraux et option de tarification différenciée dans le temps³⁵.

8 Les participants ont pour leur part demandé des précisions et des informations
9 additionnelles sur les différentes analyses présentées. Ceci a donné au
10 Distributeur l'occasion de préciser ses propositions et l'amènera à adapter sa
11 preuve pour tenir compte des différentes préoccupations et suggestions des
12 intervenants et de la Régie.

13 Les participants ont indiqué avoir apprécié que beaucoup d'informations aient été
14 données par le Distributeur mais que deux rencontres auraient été souhaitables
15 pour discuter plus à fond des différents sujets abordés. Quant à la suite des
16 choses, le Distributeur a indiqué qu'il demandera l'introduction de certaines
17 mesures au 1^{er} avril 2008 dont le projet pilote de TDT. Les autres propositions
18 seront présentées à la Régie pour discussion et pourraient être introduites à
19 partir du 1^{er} avril 2009. Un plan d'implantation serait alors soumis.

20 Les sections qui suivent présentent un survol des propositions du Distributeur,
21 des questions soulevées par les différents participants et des engagements du
22 Distributeur.

³⁵ La présentation du Distributeur est disponible à l'adresse suivante : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3610-06/mainSuivis3610.htm>.

2.1. Contexte et mesures tarifaires mises en place dans les autres juridictions

1 Le Distributeur a rappelé l'importance de donner le bon signal de prix pour inciter
2 les consommateurs à utiliser l'électricité de façon efficace et a expliqué comment
3 il utilise le signal des coûts marginaux dans l'élaboration et l'ajustement de ses
4 structures tarifaires. Il a par ailleurs montré à la lumière du balisage qu'il a
5 effectué que d'autres juridictions font également une réflexion quant à
6 l'amélioration des structures tarifaires pour mieux refléter les coûts marginaux et
7 que les mesures mises de l'avant reflètent le contexte particulier de chacun.

8 Les discussions ont démontré l'importance de s'assurer que les tarifs proposés
9 reflètent la plus récente mise à jour des coûts évités..

2.2. Réforme des tarifs domestiques

10 Le Distributeur a présenté une analyse de différentes mesures qui pourraient être
11 envisagées aux tarifs D et DM pour améliorer le signal de prix :

- 12 • Hausse en totalité sur le prix de la 2^e tranche
- 13 • Introduction d'une 3^e tranche d'énergie
- 14 • Seuil saisonnier de la 1^{ère} tranche d'énergie
- 15 • Baisse de la redevance
- 16 • Réforme de la facturation de la puissance.

17 La plupart de ces avenues ayant déjà été abordées par le Distributeur lors des
18 précédents dossiers tarifaires, les questions soulevées ont porté principalement
19 sur les différents scénarios présentés et leurs impacts. La proposition d'un seuil
20 saisonnier a suscité plusieurs discussions et le Distributeur s'est engagé à
21 présenter dans sa preuve les volumes de consommation mensuels pour les
22 usages de base.

1 En ce qui concerne la facturation de la puissance aux tarifs D et DM et la
2 fermeture du tarif DM pour les nouveaux immeubles, les propositions du
3 Distributeur étaient nouvelles. Le Distributeur a indiqué que si la fermeture du
4 tarif DM était introduite pour les nouveaux immeubles, elle tiendrait compte des
5 immeubles en construction lors de la mise en application des modalités.

2.3. Réforme des tarifs généraux

6 Pour les tarifs généraux, l'amélioration du signal de prix proposée par le
7 Distributeur passe par l'élimination de la dégressivité des tarifs G et M et par une
8 simplification du mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale au
9 tarif M. Le Distributeur a présenté les impacts de la réforme qu'il envisage aux
10 tarifs généraux pour les prochaines années. Ces propositions étaient présentées
11 pour la première fois aux intervenants et à la Régie.

12 Les questions soulevées par les participants portaient sur les clients affectés par
13 les différentes propositions, les impacts acceptables au-delà des hausses
14 tarifaires prévues, la variation et le suivi des impacts annuellement, les mesures
15 d'accompagnement en efficacité énergétique pour les clients touchés et la
16 vitesse d'atteinte des objectifs. Le Distributeur a indiqué qu'il présentera dans sa
17 preuve les impacts distincts de chacune de ses propositions ainsi que le reflet
18 des coûts reliés à la proportion puissance/énergie des tarifs généraux.

19 Le Distributeur propose de maintenir les orientations actuelles en ce qui
20 concerne le tarif L mais a présenté tel que demandé par la Régie une analyse du
21 tarif à paliers appliqué par BC Hydro qui illustre les problématiques associées à
22 l'introduction d'un tel tarif. Quelques questions ont été posées par rapport à
23 l'expérience vécue en Colombie-Britannique. Le Distributeur a expliqué le
24 contexte de la mise en place du tarif à paliers chez BC Hydro et a indiqué que sa
25 preuve inclura plus de détails sur les modalités appliquées par ce distributeur
26 notamment quant à la révision des références.

2.4. Option de tarification différenciée dans le temps

1 Le Distributeur propose de réaliser un projet pilote de tarification
2 horo-saisonnaire à compter d'avril 2008. La présentation du Distributeur sur
3 l'option proposée de tarification différenciée dans le temps (TDT) a suscité
4 surtout des questions d'éclaircissement de la part des participants notamment
5 quant au choix des clients pour le projet pilote, à la structure tarifaire proposée,
6 aux plages horaires utilisées, aux compteurs utilisés et à leurs coûts. Le
7 Distributeur a indiqué que sa preuve tiendra compte des commentaires et
8 questions reçus et qu'elle présentera de façon détaillée une justification de la
9 structure tarifaire proposée et des coûts des différents scénarios analysés.

**ANNEXE B : CALENDRIER DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE
L'ONTARIO RELATIF AUX COMPTEURS AVANCÉS**

OEB and the Smart Metering Initiative

These projects will comprise the OEB's regulatory framework for the Smart Metering Initiative.

Task	Process	Timing of decision
1. Distribution implementation plans	Informational Filing	Filing date for distributors: December 15, 2006
2. Regulatory reporting guidance	Audit Q&A	January 31, 2007 for December 31, 2006
3. Rate adder for 2007 IRM2	Mechanistic adjustment	To coincide with 2007 rates
4. Establish prudent target for smart meter costs. Policy process on stranded assets / clearance of variance accounts within rebasing distributors	Generic proceeding	August 2007
5. Establish licence for smart electricity sub- metering	Notice and Comment	3 months after final regulation is issued
6. DSC amendments to facilitate Smart Meter installations	Notice and Comment	March 2007
7. Participation in Ministry-led communication strategies	Communications	Ongoing
8. IESO cost recovery for MDM/R	TBD	TBD
9. SME licence once designated	Hearing	3 months from designation
10. SME rates once designated	Hearing	3 months from designation
11. Implementation plan for mandatory time-of-use RPP	Comment	Oct 1, 2007 for Nov 1 implementation
12. Amendments to codes for Smart Meter data and retailers	Notice and Comment	July 2007
13. 2008 rate adder adjustments for IRM2 distributors	Hearings	To coincide with 2008 rates

ANNEXE C : SUIVI DE L'EPACT 2005

États	Aucune décision à ce jour / En cours	Accepte les normes	Refuse les normes
Alaska	<p>The Regulatory Commission of Alaska seeks comment in Docket R-06-5 on two of the new standards proposed by the Energy Policy Act of 2005 (EPAAct), smart metering and interconnection, which amend the Public Utilities Regulatory Act of 1978. On April 11, 2007, we held a public workshop to discuss whether we should adopt the smart metering and interconnection standards. Interested persons may comment on these issues and the issues addressed in Order R-06-5(3) by submitting written comments to the Regulatory Commission of Alaska at 701 West Eighth Avenue, Suite 300, Anchorage, Alaska 99501. Comments must be received no later than 4 p.m. on July 9, 2007.</p>		
Colorado	<p>Public Service is currently in the midst of a Commission authorized Residential Price Response pilot program that will not be complete until December of 2007. As a result, we find it is not appropriate to implement the Smart Metering Standard until the Commission has had adequate time to evaluate Public Service's Report on its pilot program. We find that determining whether to implement the Smart Metering Standard should be deferred until March 31, 2008 to allow for a review of the results of the Residential Price Response pilot program.</p> <p>Decision C06-1423_061-169.E.doc http://www.dora.state.co.us/puc/DocketsDecisions/decisions/2006/ -</p>		
Delaware			That, pursuant to the federal "Public Utility Regulatory Policies Act

			of 1978,” as amended by the “Energy Policy Act of 2005,” we do not at this time adopt a new federal standard relating to time-based metering. http://depsec.delaware.gov/electric.shtml#cases http://depsec.delaware.gov/orders/7129.pdf
District of Columbia	The Commission determined that the most efficient and cost effective way to begin an inquiry into the feasibility of implementing a smart metering program was to establish a working group.' Thus, Order No. 14239 established the Working Group to investigate whether it is appropriate to implement a smart metering program for the District of Columbia and to file a report on its conclusions with the Commission. Order No. 14239 required the Working Group to file its report by June 23,2007.4 On June 19, 2007, Pepco filed its Motion for Enlargement of Time on behalf of the Working Group. http://www.dcpsec.org/pdf_files/commformalcases/orderno_14356_FC1049.pdf		
Floride			Commission Staff issued their recommendation concerning whether further action is necessary on the PURPA standard 14,“Time-based Metering and Communications,” or if the Commission has already addressed the issue sufficiently to comply with the PURPA requirement. Staff indicated that under the guidance of the PSC, Florida utilities already offer a variety of time sensitive rates and load management options where such programs are cost effective. Adoption of Standard 14 will not materially further this activity and may result in requests for installation of equipment where it may not be cost effective for the general body of rate payers. Staff believes that an exemption applies and no proceeding is required for the purposes of considering and determining whether

			<p>or not it is appropriate to adopt the Time-Based Metering and Communications standard set forth in 1252(a). The original time-of-day rate standard adopted by the Commission in 1981 (Order No. 10179) is substantially similar and comparable to the new time-based metering and communications standard in EAct Section 1252. Further, the Commission's actions subsequent to Order No. 10179 provide ample proof of this Commission's continued commitment to providing customers time-based and demand response rate options. Therefore staff recommends that, having considered the Smart Metering Standard, the Commission does not find it necessary or appropriate to formally adopt the standard.</p>
Idaho			<p>Commission Findings: After reviewing the comments, we find it is not appropriate to adopt this federal standard. While we concur with the intent of the standard, its ubiquitous scope and implementation timeline are unrealistic. In particular, the federal standard requires that a utility make available time-based rates to each and every customer no later than 18 months after the effective date of this standard. We find that requiring smart meters across the board for each utility has not been demonstrated to be cost effective.</p>
Indiana	<p>Indiana PUC issued a generic docket last year. It was a paper proceeding (no cross at an evidentiary hearing) and we are currently awaiting an order.</p>		
Iowa			<p>The Utilities Board declines to adopt PURPA Standard 14 in its entirety and declares that its consideration of PURPA Standard 14 is complete and in compliance with the procedural requirements and deadlines established in EACT 2005.</p>
Kentucky			<p>Having reviewed the testimony in this proceeding and publicly available information regarding time-based pricing, the Commission has determined that the Smart Metering standards as set forth in Section 1252 of EAct 2005 should not be adopted by Kentucky's jurisdictional electric utilities. The Commission finds that the combination of Kentucky's low rates for electricity, the</p>

			<p>significant costs and the uncertainty of benefits do not support the need for mandated smart metering standards at this time.</p> <p>Case No. 2006-0045 on December 21, 2006.</p>
Maryland	<p>In MD, many of the utilities, including BGE, have had a TOU rate option for all customers for decades. BGE and the PHI companies (Pepco and Delmarva P&L) have requested approval for AMI roll-outs. BGE has approval for an 8,000 meter Phase 1 roll-out of AMI. The Commission Staff is currently conducting a statewide Roundtable process on AMI and DSM programs looking at such things as AMI standards and cost recovery.</p>		
Michigan			<p>In Michigan, the MPSC established a Demand Response Collaborative (Case No. U-15277) on June 12, 2007, emphasizing the use of Smart Metering.</p> <p>http://efile.mpsc.cis.state.mi.us/efile/docs/15277/0001.pdf</p>
Mississippi			<p>The Mississippi Public Service Commission held hearings on December 5, 2006 and ruled that it is not appropriate at this time to implement the Smart Metering standard as stated in Section 1252 of EAct 2005. The Commission further ruled that the Mississippi utilities continue to evaluate and offer time-based rates as they are found by the Commission to benefit all parties.</p>
Missouri	<p>The Missouri Public Service Commission has set the date of April 25, 2007 for on the record presentations for “smart” metering along with several other EAct standards. The purpose of the proceeding is to allow parties to address the Commission’s threshold question on the applicability of the prior state exemption to the adoption of the standard. A decision by the Commission that prior state action has satisfied</p>		

	EPAct's current requirements would terminate these proceedings, while an opposite decision would require the Commission to initiate a rulemaking for the purposes of adopting the standard.		
New York			<p>Several parties indicate that New York has already implemented a sufficient time-based metering and communications standard to comply with PURPA. We agree with these parties and find that our prior actions, under which various electric consumers are offered time-based rate schedules and appropriate metering devices, provide a standard comparable to PURPA. We interpret the comparable standard to include time-based metering and communications devices that are made available to some, but not all, electric customer classes.</p> <p>To the extent some customers are not presently offered time-based rate schedules, we have directed the deployment of advanced metering systems for the benefit of all customers to the extent feasible and cost effective, and are currently considering utility proposals for offering advanced metering tom each customer class</p> <p>http://www3.dps.state.ny.us/pscweb/WebFileRoom.nsf/Web/960AFED663C5AA538525731E0047FC1E/\$File/373_06e0761,0868.pdf?OpenElement</p>
Ohio	We believe that there is wide latitude to interpret and specify for Ohio the standards of the EPAct. We also agree that staff should analyze the cost benefit of AMI deployment strategies. Consistent with staff's original proposal, the analysis should include system benefits that may accrue to the EDU, customer benefits, and social benefits. Staff maintained that each EDU's first priority should be to conduct the cost/benefit analysis in a uniform, transparent format and recommended the McKinsey Model for such a purpose. Since a		

	<p>rational strategy for AMI rollout cannot be developed without knowing and evaluating the choices of metering and telemetry equipment to be deployed and their relevant characteristics, we agree with staff's recommendation that proposes a single list of technologies with associated costs and capabilities, or if appropriate, a list of technology types or categories with associated cost ranges, be developed collectively through a working group in the context of this proceeding.</p> <p>Accordingly, within 30 days of this finding and order, all electric utilities should file a copy of the sections of their tariffs which include daily time sensitive rates and a comprehensive list of AMI technologies and corresponding costs. Following the filing of such information, staff will schedule and hold a series of technical conferences to discuss further associated issues and cost sharing and recovery mechanisms (e.g., each EDU's detailed AMI business case analysis). Staff should develop recommendations based on the technical conferences.</p> <p>Case No. 05-1500-EL-COI on March 8, 2007</p>		
Utah			<p>The Division of Public Utilities recommends that the Smart Metering standard not be adopted by the Utah Public Service Commission at this time. The cost and benefits of implementing the standard for various customer classes are not known at this time. Further, the language of the standard as written implies that it would be required to be implemented by February 8, 2007 not giving enough time for consideration of the best way to implement such a standard.</p>
Vermont	<p>Processus en cours http://www.state.vt.us/psb/document/ElectricInitiatives/ImplementFEPA2005Process1-4.htm</p>		

Texas			<p><i>L'installation de compteurs avancés se fait sur une base volontaire.</i></p> <p>Attached is a link to the Texas Commission's rule (and a Word file) on Advanced Meters that was effective on May 31, 2007. The functionality listed in the rule is a requirement to be able to surcharge for the AMI installation outside of a general rate case. The rule envisions a levelized surcharge over the advanced meter deployment period plus a period of 5 - 7 years depending on the useful life of the meter. How the levelized surcharge and the incorporation of AMI investment in rate base during a rate case will interrelate is still up in the air. Staff did not spend much time in working out the details from an accounting perspective, or any perspective for that matter.</p> <p>http://www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/25.130/25.130.pdf</p>
Virginie			<p>On July 18, 2006, the Virginia State Corporation Commission issued a Final Order in the Smart Metering proceeding. The Commission, based on the comments filed by the utilities, the Staff and other parties and the applicable law, found that the federal time-based metering and communications standard established by § 1252 of the Energy Policy Act should not be implemented in the Commonwealth at this time. The Commission is not convinced that adoption of this standard is, at this juncture, in the public interest. The investor owned utilities already provide certain opportunities for customers to take service pursuant to time-of-use rate schedules. This proceeding is closed.</p>
Washington	<p>In Washington State a rulemaking was opened and is currently in progress (Docket #060649).</p> <p>http://www.wutc.wa.gov/webimage.nsf/0/51122508732C88F08825718D007AB322</p>		