

## **RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX**

1 ferait supporter des risques trop importants aux grands clients industriels et au  
2 Distributeur en contrepartie d'un apport additionnel négligeable en efficacité  
3 énergétique.

### **3.2.2 Tarification différenciée dans le temps**

4 Tel que mentionné, la tarification différenciée dans le temps vise à traduire les  
5 différences de coût entre les périodes, en encourageant le client à déplacer sa  
6 consommation d'énergie vers les périodes hors pointe, où les tarifs sont plus  
7 faibles, et ainsi à favoriser une utilisation plus efficace de l'électricité. Ces  
8 périodes sont établies selon l'heure, la journée ou la saison.

9 Ce genre de tarif est assez répandu en Amérique du Nord. Son application vise  
10 souvent les clients de grande puissance chez qui les coûts additionnels de  
11 mesurage sont très faibles. Tel qu'illustré à la pièce HQD-12 document 6,  
12 plusieurs distributeurs nord-américains ont des tarifs de base pour les grands  
13 clients industriels dont le prix de l'énergie et/ou de la puissance sont différenciés  
14 selon la saison et/ou l'heure. Par exemple, Idaho Power et Consolidated Edison  
15 offrent des prix en énergie et en puissance différenciés selon l'heure et la saison  
16 alors que Boston Edison, Puget Sound et Newfoundland Power offrent des prix  
17 de la puissance différenciés selon la saison seulement. D'autres distributeurs  
18 offrent des options tarifaires différenciées dans le temps comme BC Hydro,  
19 FortisBC et Florida Power and Light. La tarification en temps réel est également  
20 offerte à la clientèle de grande puissance sur une base optionnelle par certains  
21 distributeurs dont Nova Scotia Power, BC Hydro, Georgia Power et Duke Energy  
22 (projet pilote).

23 Exception faite des réseaux municipaux qui se comportent comme l'ensemble du  
24 réseau, la clientèle de grande puissance utilise l'électricité de façon relativement  
25 stable pendant l'année. Dans le cadre de leurs opérations, les entreprises  
26 maximisent leur capacité de production et atteignent ainsi des facteurs

1 d'utilisation élevés. Leurs activités ne leur offrent que peu de potentiel pour un  
2 déplacement de charges de l'hiver à l'été.

3 Par ailleurs, la structure du tarif L intègre déjà des éléments pour inciter le client  
4 à gérer ses appels de puissance en période d'hiver, soit le mécanisme de  
5 puissance souscrite et la prime de dépassement applicable en période d'hiver.  
6 Ainsi, un client dont la charge saisonnière est caractérisée par une pointe en  
7 hiver et dont la puissance appelée diminue sous la puissance souscrite en  
8 période d'été, doit assumer les frais de puissance associés à la puissance  
9 souscrite.

10 Enfin, une tarification saisonnière n'est justifiée que si elle reflète un écart de  
11 coût d'une saison à l'autre suffisant pour inciter un client à changer son  
12 comportement. Or, le différentiel de coût hiver / été est pratiquement inexistant  
13 actuellement, ce qui ne justifie pas la différenciation saisonnière des prix au  
14 tarif L.

15 Le Distributeur favorise l'utilisation d'options tarifaires par rapport à une  
16 modification des structures des tarifs de base pour répondre à des besoins  
17 particuliers du réseau et des clients. Ces options sont généralement très ciblées  
18 et s'adressent aux clients qui ont un potentiel de réduction de leur consommation  
19 à exploiter. L'utilisation d'options tarifaires permet aussi de garder la tarification  
20 de base simple.

21 Le Distributeur offre aux clients qui disposent d'un potentiel d'effacement la  
22 possibilité de participer aux options d'électricité interruptible et d'utilisation des  
23 groupes électrogènes de secours et d'obtenir en contrepartie un crédit sur leur  
24 facture. Pour l'hiver 2006-2007, 22 clients ont ainsi mis à la disposition du  
25 Distributeur une puissance de 739 MW dans le cadre de l'option d'électricité  
26 interruptible pour un maximum de 100 heures d'utilisation. De plus, 2 clients ont  
27 participé à l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours pour une  
28 capacité totale de 1,6 MW. Les options de gestion de la pointe sont utilisées

1 depuis plusieurs années et leur utilité pour le Distributeur a été amplement  
2 démontrée.

3 Appliquée pendant plusieurs années par le Distributeur pour la clientèle de  
4 moyenne et de grande puissance, l'option de tarification en temps réel (TTR) a  
5 été délaissée par les clients lorsque les prix de marché ont augmenté et dépassé  
6 le tarif L. La TTR visait deux principaux objectifs, soit l'effacement des charges à  
7 la pointe et la vente d'énergie additionnelle. Cette option a été remplacée depuis  
8 le 1<sup>er</sup> avril 2006 par les options d'électricité additionnelle et d'électricité  
9 interruptible.<sup>24</sup>

### **3.3 Proposition du Distributeur**

10 Pour les raisons évoquées précédemment, le Distributeur propose de maintenir  
11 le tarif L actuel. Parallèlement au maintien et au développement de mesures en  
12 efficacité énergétique adaptées à la clientèle de grande puissance, le Distributeur  
13 entend poursuivre l'application des hausses tarifaires davantage sur la  
14 composante énergie du tarif L afin de refléter la structure des coûts marginaux.  
15 L'utilisation d'options tarifaires répondant tant aux besoins du Distributeur que de  
16 la clientèle sera également poursuivie.

---

<sup>24</sup> La TTR était jugée trop contraignante par les clients à cause de la durée de l'engagement qui était fixée à un an. L'option d'électricité additionnelle a permis de corriger cet irritant, l'engagement du client à cette option n'étant en vigueur que pour une période de consommation à la fois. Pour le Distributeur, la TTR soulevait des problèmes au niveau de la prévisibilité de l'effacement des clients, contrairement à l'option d'électricité interruptible.