

# Mémoire

DEMANDE RELATIVE  
AUX OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE  
R -3891-2014



Préparé par

Viviane de Tilly

Analyste d'UC

9 juillet 2014

## Table des matières

<b>TABLE DES MATIERES</b> .....	<b>2</b>
<b>UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU</b> .....	<b>3</b>
<b>1 LE CONTEXTE</b> .....	<b>4</b>
<b>2 LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR</b> .....	<b>5</b>
2.1 LES CREDITS FIXES ET VARIABLES .....	5
2.1.1 <i>Les prix sur les marchés de référence</i> .....	6
2.1.2 <i>L'appel d'offres A/O 2014-01</i> .....	8
2.2 LES MODALITES DE REPRISE.....	9
2.2.1 <i>Le prix de l'énergie pendant la reprise</i> .....	9
2.2.2 <i>Les périodes de reprise</i> .....	11
<b>3 LA NEGOCIATION ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET LES PARTICIPANTS POTENTIELS A L'OÉI</b> .....	<b>12</b>
 <b>ANNEXE 1 : PRIX DU DAM (NEW YORK) DU 22 AU 24 JANVIER 2014</b> .....	 <b>17</b>
 <b>LISTE DES TABLEAUX</b>	
TABLEAU 1 COMPARAISON DES CREDITS OFFERTS .....	5
TABLEAU 2 CREDIT TOTAL EN ¢/KWH POUR TROIS NIVEAUX D'UTILISATION .....	6
TABLEAU 3 COMPARAISON DES CREDITS VERSES EN 2013-2014 .....	6
TABLEAU 4 HISTORIQUE D'UTILISATION DE L'OÉI .....	13
TABLEAU 5 BILAN D'UTILISATION DE L'OÉI — HIVER 2006-2007 .....	15
 <b>LISTE DES FIGURES</b>	
FIGURE 1 COUT UNITAIRE DES ACHATS DE COURT TERME DU DISTRIBUTEUR ET PRIX MOYEN DE VENTE DU PRODUCTEUR SUR LES MARCHES AMERICAINS .....	7
FIGURE 2 BESOINS REGULIERS REELS DU 20 AU 24 JANVIER 2014.....	10
FIGURE 3 MW EFFECTIFS EN T ET LES HEURES D'INTERRUPTION DE L'HIVER PRECEDENT (T-1).....	14

---

## **Union des consommateurs, la force d'un réseau**

---

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (OI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

## **1 Le contexte**

---

Le Distributeur propose des ajustements aux options d'électricité interruptible (OÉI).

Il propose, d'une part, de bonifier les crédits de l'OÉI pour la clientèle de grande puissance, de rendre moins contraignantes les conditions de reprises de consommation et d'ajouter une option ciblant les clients qui ne peuvent s'interrompre plus d'une fois par jour.

Selon le Distributeur, ces modifications sont nécessaires compte tenu de la tendance des prix sur les marchés où il s'approvisionne et des doléances exprimées par certains clients grande puissance (particulièrement dans le secteur des pâtes et papier) quant aux difficultés qu'ils ont rencontrées pour adapter leur production aux interruptions de l'hiver 2012-2013, difficultés s'étant traduites selon eux par un effritement de la participation à l'OÉI.

D'autre part, il propose de bonifier les crédits de l'OÉI pour la clientèle de moyenne puissance et d'introduire une option avec un préavis de 2 heures pour cette clientèle, option incluant les modalités de l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours. Ce faisant, le Distributeur demande l'abrogation des dispositions relatives à l'utilisation des groupes électrogènes de secours.

La preuve d'UC portera sur les OÉI offertes pour la clientèle de grande puissance.

## 2 La proposition du Distributeur

Selon la réponse fournie à la FCEI, le Distributeur souhaite par sa proposition consolider, voire accroître le potentiel de l'OÉI précisant que dans son Plan d'approvisionnement 2014-2023, il planifie une contribution de 850 MW.<sup>1</sup>

Alors donc que le bilan en puissance du Distributeur présente des besoins importants dès l'hiver 2014-2015<sup>2</sup>, UC est d'avis qu'en 2014 les astres semblent s'être alignés pour une négociation fructueuse du point de vue des participants : les prix sur les marchés connaissent une embellie et les participants à l'OÉI ont subi, plus qu'après 2006-2007, mais moins que la limite possible de 100 heures par hiver, de nombreuses périodes d'interruption en 2013-2014<sup>3</sup>.

### 2.1 Les crédits fixes et variables

Le Tableau 1 présente une comparaison entre les crédits actuels de l'OÉI et les propositions du Distributeur. Mise à part une diminution apparente du crédit fixe de l'option 2 à 7,50 \$/kW, on constate une augmentation substantielle des crédits fixes et variables.

**Tableau 1**  
**Comparaison des crédits offerts**

Crédits/modalités	Actuels	Proposition	
		Option I	Option II
Crédit fixe (période d'hiver)	8,50 \$/kW	15,00 \$/kW	7,50 \$/kW
Crédits variables			
Un seul palier	12,0 ¢/kWh	s/o	20,0 ¢/kWh
20 premières heures	s/o	20,0 ¢/kWh	-
20 heures suivantes	s/o	25,0 ¢/kWh	-
60 dernières heures	s/o	30,0 ¢/kWh	-

Le Tableau 2 compare toutefois les crédits qui seraient offerts aux participants des OÉI selon 3 niveaux d'utilisation. Les données indiquent par exemple qu'en supposant 40 heures d'utilisation des options, la rémunération pour chaque kWh effacé serait de 33,3 ¢/kWh selon l'option actuelle alors qu'elle passerait à 60,0 ¢/kWh avec l'option 1 proposée pour une augmentation de 80 % et à 38,8 ¢/kWh selon l'option 2 proposée pour une augmentation de 17 %.

<sup>1</sup> HQD-2, document 3, page 7.

<sup>2</sup> R-3864-2013, HQD-1, document 1, page 28.

<sup>3</sup> En 2006-2007, le Distributeur a procédé à 100 heures d'interruption. Voir l'historique des interruptions au Tableau 4.

**Tableau 2**  
**Crédit total en ¢/kWh pour trois niveaux d'utilisation**

	Heures d'utilisation	Crédit fixe		Crédit variable	Crédit total	Δ / Option actuelle
		\$/kW hiver	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	
Option actuelle	20	8,5	42,5	12,0	54,5	
	40	8,5	21,3	12,0	33,3	
	100	8,5	8,5	12,0	20,5	
Option 1 proposée	20	15	75,0	20,0	95,0	74%
	40	15	37,5	22,5	60,0	80%
	100	15	15,0	27,0	42,0	105%
Option 2 proposée	20	7,5	37,5	20,0	57,5	6%
	40	7,5	18,8	20,0	38,8	17%
	100	7,5	7,5	20,0	27,5	34%

L'augmentation des crédits proposée par le Distributeur est considérable. En fait comme l'indique le Tableau 3, si les crédits proposés par le Distributeur pour l'option 1 avaient été en vigueur au cours de l'hiver dernier, les crédits totaux versés aux participants auraient presque doublé<sup>4</sup>.

**Tableau 3**  
**Comparaison des crédits versés en 2013-2014**

	Crédits versés (M\$)		
	Fixes	Variables	Total
Option actuelle	5,9	5,1	11,0
Option 1 proposée	10,5	9,9	20,4

### 2.1.1 LES PRIX SUR LES MARCHES DE REFERENCE

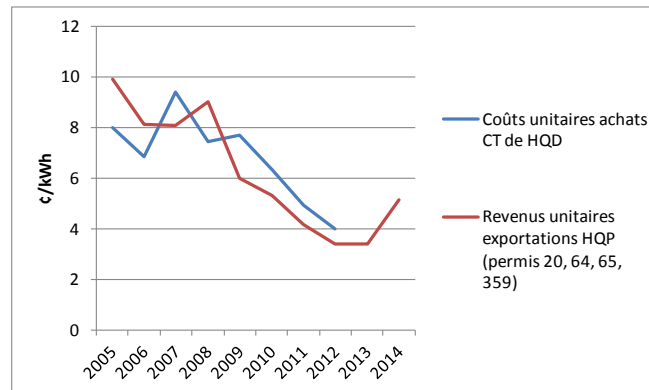
Le Distributeur justifie cette hausse importante par une hausse des prix sur les marchés de référence.

*Depuis 2006, les crédits de l'option d'électricité interruptible sont établis en fonction des marchés de référence du Distributeur, soit les produits UCAP pour la puissance (crédit fixe) et le marché DAM de New York pour l'énergie (crédit variable). Au cours des dernières années et particulièrement au cours des deux derniers hivers, le Distributeur a constaté une hausse appréciable du prix de la puissance UCAP, acquise dans le cadre de ses appels d'offres, et du prix de l'énergie en période hivernale. Le prix payé par le Distributeur est en effet passé de moins de 1 \$/kW-mois durant les hivers 2010-2011 et 2011-2012, à un peu plus de 5 \$/kW-mois au cours de l'hiver 2013-2014.*

<sup>4</sup> Les crédits versés selon l'OÉI actuelle sont tirés du Tableau 4.

Or, depuis 2008, soit l'année de la dernière mise à jour des modalités de l'OÉI, et jusqu'à l'hiver 2013-2014, les prix sur les marchés externes sur lesquels s'approvisionne le Distributeur ou vend le Producteur ont connu une tendance baissière marquée comme le démontre la Figure 1<sup>5</sup>.

**Figure 1**  
**Coût unitaire des achats de court terme du Distributeur et**  
**prix moyen de vente du producteur sur les marchés américains**



On peut même avancer que la révision des prix de l'OÉI en 2008, juste avant la dégringolade des prix sur les marchés, a été favorable aux clients qui ont adhéré à l'OÉI depuis.

Quant à la hausse récente des prix, UC rappelle que l'hiver 2013-2014 a été un hiver exceptionnel. Au début de l'année 2014, le vortex polaire installé sur une grande partie des États-Unis a eu un impact important sur la demande de gaz naturel et conséquemment sur ses prix et sa disponibilité, compte tenu des contraintes de transport. Avec un effet domino, la hausse du prix du gaz naturel a été telle que la production d'électricité à partir de centrales alimentées au pétrole est devenue moins coûteuse que la production de centrales au gaz, bien que l'approvisionnement en pétrole ait connu à son tour des ratés. Finalement, les prix de l'électricité ont explosé<sup>6</sup>. Un hiver exceptionnel donc avec ses impacts sur les prix de l'électricité.

Malgré ces conditions tout à fait uniques, le prix moyen auquel le Distributeur a acquis de l'énergie sur les marchés externes n'a pas dépassé le crédit maximal pour l'énergie de 30 ¢/kWh<sup>7</sup> qu'il propose d'offrir aux participants de l'OÉI (et ce, sans tenir compte de la perte de

<sup>5</sup> Mise à jour de la figure produite dans la preuve d'UC dans le dossier R -3861-2013 (C-UC-0002, page 11) excluant le coût unitaire de l'Entente-cadre entre le Producteur et le Distributeur. Les prix unitaires des exportations du Producteur ne se rapportent qu'aux marchés américains tandis que les données de 2014 ne concernent que les mois de janvier à mars. En date du 8 juillet, le Rapport annuel 2013 du Distributeur à la Régie n'ayant pas encore été déposé, le coût des achats de court terme du Distributeur réalisés en 2013 n'est pas disponible.

<sup>6</sup> Voir par exemple,

[http://www.iso-ne.com/pubs/pubcomm/pres\\_spchs/2014/winter\\_operations\\_technical\\_conference\\_april\\_2014.pdf](http://www.iso-ne.com/pubs/pubcomm/pres_spchs/2014/winter_operations_technical_conference_april_2014.pdf) (ISO New England) et

[http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets\\_operations/committees/bic\\_egcwg/meeting\\_materials/2014-03-13/Winter%202013-1014%20NYISO%20Cold%20Snap%20Operations%20EGCW-MIWG.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic_egcwg/meeting_materials/2014-03-13/Winter%202013-1014%20NYISO%20Cold%20Snap%20Operations%20EGCW-MIWG.pdf) (NYISO)

<sup>7</sup> Crédit variable qui inclut toutefois une partie des coûts de puissance (2 \$/kW) (voir réponse HQD-2, document 1, page 17).

revenu qui doit normalement mitiger le crédit offert<sup>8</sup>). Ainsi, pendant les conditions difficiles de la fin de janvier 2014, le Distributeur a payé en moyenne 29 ¢/kWh<sup>9</sup> pour ses achats sur les marchés comme l'indique sa réponse à une question d'UC.

*Question 1.1*

*Veillez fournir une description des achats (description similaire à celle dont il est question au point [ii]) réalisés par le Distributeur en vertu de la dispense et qui ont été livrés du 20 au 24 janvier 2014.*

*Réponse :*

*Pendant les 120 heures comprises entre les 20 et 24 janvier 2014, le Distributeur a réalisé des achats de court terme pour près de 290 GWh à un coût de 77,1 M\$ US et à un prix moyen de 27 ¢ US/kWh.<sup>10</sup>*

UC convient que les prix de l'électricité (puissance et énergie) sur les marchés externes ont pu et puissent être en hausse. Toutefois, plusieurs questions demeurent. Cette hausse de prix justifie-t-elle de potentiellement doubler la rémunération totale lors des interruptions? Quelle partie de la hausse des prix sur les marchés est structurelle et quelle partie est conjoncturelle? Est-il équitable pour la clientèle du Distributeur qui ramasse la facture que les prix de l'OÉI ne soient ajustés qu'à la hausse (sur le principe de la roue à rochet) même si les prix sur les marchés externes s'effondrent littéralement?

**C'est la raison pour laquelle UC recommande à la Régie de ne pas autoriser la proposition du Distributeur de hausser les crédits fixes et variables de l'OÉI, ce qui pourrait avoir pour conséquence de doubler les coûts totaux de l'OÉI. UC recommande à la Régie de maintenir les crédits actuels le temps d'établir une méthode juste et équitable de fixation automatique et annuelle des crédits qui pourraient s'inspirer de la méthode utilisée pour fixer le prix de l'énergie additionnelle<sup>11</sup>.**

### **2.1.2 L'APPEL D'OFFRES A/O 2014-01**

Grâce à son appel d'offres A/O 2014-01<sup>12</sup>, le Distributeur souhaite acquérir de la puissance garantie pour les 4 hivers allant de 2014-2015 à 2017-2018. La date de dépôt des soumissions est le 16 juillet 2014 et la date d'attribution des contrats est le 17 juillet 2014 (soit tout juste la fin des audiences dans le présent dossier!). UC soumet qu'à quelques heures près, des informations infiniment probantes sur la valeur réelle du service rendu par les participants à l'OÉI auraient pu être disponibles.

**UC invite la Régie à suspendre la prise en délibéré du présent dossier jusqu'à ce qu'elle ait obtenu du Distributeur les résultats de l'A/O 2014-01 qui pourraient alors faire partie de la preuve à considérer et servir de base de comparaison pour établir le niveau des crédits de l'OÉI.**

<sup>8</sup> Soit 3,17 ¢/kWh, le prix de l'énergie du tarif L.

<sup>9</sup> En supposant un taux de change (¢/CAN/\$ US) de 1,09.

<sup>10</sup> HQD-2, document 4, page 3.

<sup>11</sup> Voir les modalités de fixation du prix de l'électricité additionnelle à la page 9.

<sup>12</sup> <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ao-201401/index.html>



## 2.2 Les modalités de reprise

### 2.2.1 LE PRIX DE L'ÉNERGIE PENDANT LA REPRISE

Selon les modalités actuelles de l'OÉI, l'énergie consommée en période de reprise est facturée au prix de l'électricité additionnelle qui est établi, lorsque le Distributeur est en mode achat, de la façon suivante :

$$\frac{(a \times \text{NYISO Zone A Peak} + (1 - a) \times \text{NYISO Zone A Off-Peak} + \text{MoyMo} + \text{FS Zone M}) \times \text{TX}}$$

où

a =	le quotient des heures de pointe par les heures totales du mois visé établi au calendrier de la North American Electric Reliability Corporation (NERC);
NYISO Zone A Peak =	le prix des options à terme du mois visé pour la période de pointe de la Zone A publié sur le NYMEX le jour ouvrable précédant la publication du prix mensuel de l'électricité additionnelle;
NYISO Zone A Off-Peak =	le prix des options à terme du mois visé pour la période hors pointe de la Zone A publié sur le NYMEX le jour ouvrable précédant la publication du prix mensuel de l'électricité additionnelle;
MoyMo =	la moyenne mobile des 12 derniers mois de l'écart entre les prix de la Zone A et de la Zone M du NYIO;
F S Zone M =	les frais de sortie de la Zone M du NYISO jusqu'à la frontière du Québec, fixés à 0,60 ¢ US/kWh;
T X =	le taux de change à midi publié par la Banque du Canada le jour de la détermination du prix de l'électricité additionnelle. <sup>13</sup>

Selon le Distributeur,

*... le prix de l'électricité additionnelle qui est utilisé pour facturer l'énergie en reprise est plus élevé que le prix de l'énergie du tarif L, particulièrement en hiver. Ces modalités limitent donc les possibilités de reprise pour la clientèle du secteur des pâtes et papier, mais aussi celles pour le reste de la clientèle participante, ce qui affecte la rentabilité de l'option dans son ensemble.<sup>14</sup>*

Le Distributeur propose que l'énergie consommée lors des périodes de reprise soit désormais facturée au prix de l'énergie du tarif L. Il précise sa proposition dans une réponse à une question d'UC.

#### Question 2.5

*Veuillez expliquer, du point de vue du Distributeur, la logique économique et financière qui explique que l'énergie consommée en période de reprise serait désormais facturée au prix de l'énergie du tarif L.*

<sup>13</sup> Tarifs et conditions du Distributeur. En vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2014, pages 105-106.

<sup>14</sup> HQD-1, document 1, page 9.

Réponse :

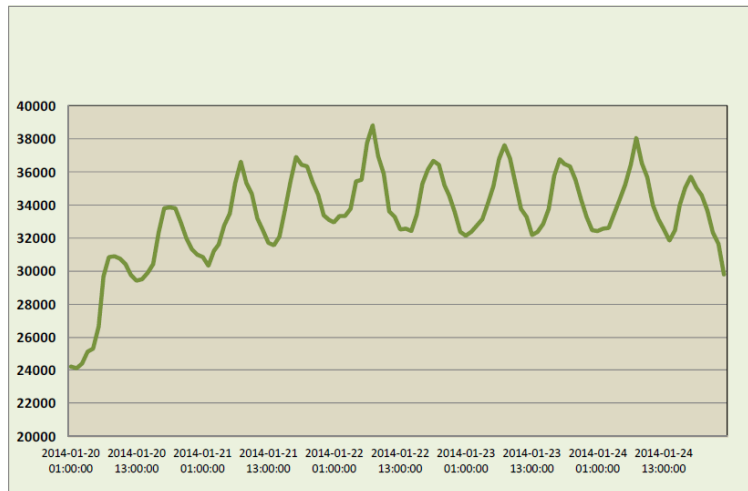
*L'énergie interrompue aurait été facturée au prix de l'énergie du tarif L s'il n'y avait pas eu d'interruption. En permettant aux clients de consommer, dans le cadre des périodes de reprise, cette énergie au même prix, le Distributeur s'assure de ne pas pénaliser les clients qui ont besoin de reconstituer leur stock. De plus, l'énergie en reprise est consommée en dehors des heures de pointe du réseau et le Distributeur se réserve le droit d'interdire la consommation en période de reprise en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau.<sup>15</sup>*

UC convient que les reprises auront lieu la nuit ou les fins de semaine, soit en dehors des heures dites de pointe. Cependant, UC n'est pas convaincue qu'au cours de ces heures hors pointe, le Distributeur ne sera pas en mode achat et que, conséquemment et à la marge, l'énergie qui serait consommée aurait été acquise à un prix supérieur au prix de l'énergie du tarif L.

Autrement dit, UC trouverait incongru qu'un client ait été rémunéré à prix inspiré des prix de marché pour interrompre sa consommation alors que, quelques heures plus tard, il reprendrait sa consommation à petit prix alors que le Distributeur continue d'acquérir sur le marché de l'énergie coûteuse.<sup>16</sup>

Par exemple, lors de la semaine du 20 janvier 2014, comme l'indique la Figure 2<sup>17</sup>, même avec une diminution de consommation la nuit, les besoins réguliers de la clientèle se sont maintenus au-delà de 32 000 MW pendant quatre journées consécutives. Pendant cette période, comme l'indiquent les données fournies en Annexe, les prix du DAM (New York) se sont également maintenus à des niveaux très élevés, et ce, même la nuit.

**Figure 2**  
**Besoins réguliers réels du 20 au 24 janvier 2014.**



<sup>15</sup> HQD-2, document 4, page 8.

<sup>16</sup> À ce sujet, le Distributeur précise justement en réponse à la FCEI (HQD-2, document 3, page 8) que, l'utilisation de l'option d'électricité interruptible vient après l'utilisation du contrat patrimonial, des contrats de long terme, de l'utilisation du contrat cyclable et des achats sur les marchés de court terme.

<sup>17</sup> HQD-2, document 4, page 7.

Cela explique pourquoi les clients n'ont pas profité des périodes de reprise durant janvier comme l'a précisé le Distributeur.

#### Question 2.4

*Veillez fournir pour le mois de janvier, et sur une base journalière le cas échéant, les volumes quotidiens d'électricité consommée en période de reprise par les participants à l'option d'électricité interruptible et les prix quotidiens auxquels ces volumes d'énergie leur ont été facturés.*

*Réponse :*

*Aucun client ne s'est prévalu des modalités de reprise durant le mois de janvier 2014.<sup>18</sup>*

En outre, il est même vraisemblable qu'*a posteriori* soient constatés des dépassements du profil annuel de l'électricité patrimoniale et que ces dépassements soient payés à grand prix. En effet, les dépassements pendant les 300 plus grandes valeurs horaires coûteraient, le cas échéant, le maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ\_Gen\_Import du New York ISO (NYISO) augmenté de certains frais, dont les frais de transport, et ajusté pour le taux de change.<sup>19</sup>

UC convient également que le Distributeur maintient son droit d'interdire la reprise en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son réseau. Cela signifie-t-il que le Distributeur interdira la reprise dès qu'il sera en mode achat d'électricité? Rien du libellé de l'article 6.23 de la révision proposée du chapitre 6 du Texte des tarifs et conditions du Distributeur<sup>20</sup> ne le précise.

**C'est pourquoi, afin de s'assurer que le prix de l'énergie consommée en période de reprise est juste pour l'ensemble de la clientèle, UC recommande à la Régie que l'article 6.23 du Texte des tarifs précise que les reprises après interruption sont interdites lorsque le Distributeur sera en mode achat.**

**Subsidiairement, l'article 6.23 pourrait stipuler que le prix de l'électricité additionnelle s'appliquera si lors de la reprise après interruption le Distributeur est en mode achat.**

## 2.2.2 LES PERIODES DE REPRISE

Les périodes de reprise à la suite d'une interruption ont été définies de façon de moins en moins restrictive par le Distributeur depuis 2006.

- 2006 : Sous réserve de l'acceptation du Distributeur, le client a droit à des périodes de reprise. Ces périodes peuvent survenir entre 23 h le vendredi et 7 h le lundi suivant, s'il y a eu une ou plusieurs périodes d'interruption pendant la période de sept jours qui précède immédiatement cette fin de semaine.<sup>21</sup>
- 2008 : Le client a droit à des périodes de reprise. Ces périodes peuvent survenir :

<sup>18</sup> HQD-2, document 4, page 8.

<sup>19</sup> D-2013-206, page 10.

<sup>20</sup> HQD-1, document 2, page 10.

<sup>21</sup> R-3603-2006, HQD-1, document 1, page 36

- entre 22 h et 6 h, la deuxième nuit qui suit une ou plusieurs interruptions :
- entre 22 h le vendredi et 6 h le lundi, s'il y a eu une ou plusieurs interruptions pendant la période de 7 jours qui précède immédiatement la fin de semaine en question.<sup>22</sup>

La proposition actuelle du Distributeur vise à diminuer les contraintes de reprise.

- Le client a droit à des périodes de reprise s'il y a eu une ou plusieurs interruptions pendant la période d'hiver. Ces périodes de reprise peuvent avoir lieu :
  - entre 22 h et 6 h du lundi au jeudi ou
  - entre 22 h le vendredi et 6 h le lundi<sup>23</sup>.

Selon le Distributeur, cette modification permettra aux clients de reconstituer plus facilement leur stock<sup>24</sup>. Selon le Distributeur les assouplissements proposés n'entraînent pas de risque dans la gestion du réseau puisqu'il peut toujours empêcher la consommation en période de reprise.<sup>25</sup>

**Dans les circonstances, UC recommande à la Régie d'approuver les assouplissements proposés pourvu que les recommandations qu'elle formule à l'égard des prix de l'énergie en période de reprise soient retenues par la Régie.**

**Dans l'éventualité où la Régie ne retenait pas la proposition de UC relativement aux tarifs applicables en période de reprises et/ou à l'interdiction de reprise lorsque le Distributeur est en mode achat UC s'oppose à ce que les contraintes relatives à la reprise soient assouplies.**

### **3 La négociation entre le Distributeur et les participants potentiels à l'OÉI**

Le Distributeur indique dans sa preuve.

*À la lumière de l'utilisation de l'option durant l'hiver 2013-2014, pour un maximum de 57 heures d'interruption, certains clients ont indiqué qu'ils remettraient en question leur participation à l'option pour l'hiver prochain considérant la rentabilité de celle-ci.<sup>26</sup>*

Le Tableau 4 présente un historique d'utilisation de l'OÉI depuis 2003. On constate, au cours de ces années, une grande variabilité des heures d'interruption, du nombre de clients et des MW effectifs.

<sup>22</sup> R-3678-2008, HQD-1, document 1, annexe B, pages 31 et 32

<sup>23</sup> HQD-1, document 2, pages 10 et 11.

<sup>24</sup> HQD-1, document 1, page 11.

<sup>25</sup> HQD-2, document 4, page 6.

<sup>26</sup> HQD-1, document 1, page 9.

**Tableau 4**  
**Historique d'utilisation de l'OÉI**

Sources des données	Hiver	Nombre d'heures d'interruption	Nombre de clients	MW effectifs	Crédits versés (M\$)		
					Fixes	Variables	Totaux
R-3603-2006, HQD-1, doc. 1, page 8	2003-2004	6	25	832	-	0,9	0,9
	2004-2005	4	21	722	-	0,9	0,9
	2005-2006	0	20	673	-	0	0
R-3678-2008, HQD-1, doc. 1, Annexe A, pages 19-21	2006-2007	100	22	745	5,1	4,8	9,9
	2007-2008	22	19	546	4,3	1	5,3
Rapports annuels HQD 2009, 2010, 2011, 2012 (HQD-3, document 2.1). HQD-1, document 1 HQD-2, doc.1 (question 1.2) HQD-2, doc 4 (question 7.3)	2008-2009	29	22	675	5,4	2,1	7,5
	2009-2010	4	22	875	7,3	0,4	7,7
	2010-2011	10	18	570	4,8	0,7	5,5
	2011-2012	4	21	700	5,7	0,3	6,0
	2012-2013	34,5	27	975	8,2	3,9	12,1
	2013-2014	57	17	700	5,9	5,1	11,0

Quelques faits saillants, pertinents au présent dossier, méritent d'être soulignés.

- En 2003-2004, les clients à l'OÉI étaient interrompus pendant 6 heures seulement. L'année suivante, le nombre de clients à l'OÉI diminuait de 4 clients et le nombre de MW effectifs de 110.
- En 2006-2007, les clients ont subi 100 heures d'interruption. L'année suivante, le nombre de clients à l'OÉI diminuait de 3 clients seulement et le nombre de MW effectifs de 100 MW.
- Entre l'hiver 2009-2010 et l'hiver 2010-2011, le nombre de MW effectifs diminue de 305 alors que pourtant, au cours de l'hiver 2009-2010, le Distributeur n'avait eu recours à l'OÉI que durant 4 heures.
- Durant trois hivers, le Distributeur a eu recours à l'OÉI durant 4 heures (2004-2005, 2009-2010 et 2011-2012). Pour chacun des hivers suivants, les MW effectifs ont été respectivement de 673, 570 et 975 avec un écart de plus de 400 MW entre les valeurs extrêmes.

UC note qu'il n'existe donc *a priori* aucune relation claire entre le nombre de MW effectifs d'une année et le nombre d'heures d'interruption de l'hiver précédent même si le Distributeur indique dans une réponse à la FCEI « jusqu'à l'hiver 2012-2013, il n'y a eu seulement que quelques heures d'interruption par hiver et les clients ont déterminé leur offre de puissance interruptible en fonction de cet historique d'utilisation ». <sup>27</sup>

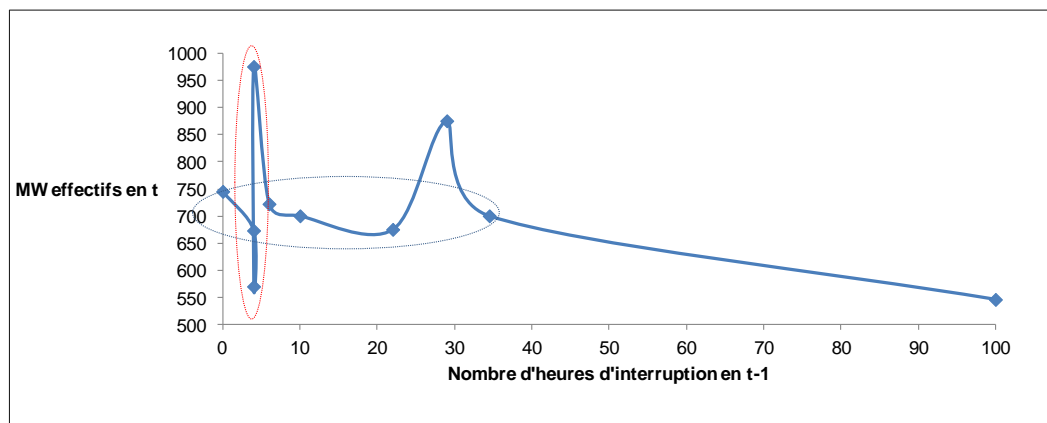
Si bien que l'affirmation du Distributeur selon laquelle « [I] » *effritement de 275 MW constaté entre les hivers 2012-2013 et 2013-2014 reflète les difficultés éprouvées par certains clients, notamment du secteur des pâtes et papiers, pour répondre aux demandes d'interruption lorsque*

<sup>27</sup> HQD-2, document 3, page 3.

plusieurs périodes d'interruption consécutives ont lieu sur un nombre limité de jours<sup>28</sup>, laisse UC dubitative. En fait, cela est peut-être vrai ou en partie vrai, mais rien ne garantit que le nombre d'heures d'interruption soit la seule justification de l'effritement d'autant plus que les périodes d'interruption d'une année à l'autre sont aléatoires quoique, en 2006, lors de la mise à jour des modalités de l'OÉI, le Distributeur affirme en audience que le niveau d'utilisation de l'OÉI à 40 heures est très probable et même « quasi certain »<sup>29</sup>.

Pour démontrer le peu de lien qui existe entre les périodes d'interruption et la participation des clients à l'OÉI, la Figure 3 présente l'historique commercial de l'OÉI d'une façon différente. La courbe du graphique présente la relation qui existe entre les MW souscrits par les clients au cours d'un l'hiver ( $t$ ) et le nombre d'heures d'utilisation de l'OÉI durant un hiver précédant ( $t-1$ ), nombre classé de façon croissante.

**Figure 3**  
**MW effectifs en  $t$  et**  
**les heures d'interruption de l'hiver précédent ( $t-1$ )**



UC constate qu'il est difficile d'établir un lien de causalité entre les deux variables. C'est ainsi que pour plusieurs niveaux d'heures d'interruption d'un hiver en  $t-1$ , les MW effectifs en  $t$  sont de l'ordre de 700 MW (ovale bleu) alors que pour 4 heures d'interruption durant un hiver, les MW effectifs de l'hiver suivant seront très variables (ovale rouge). De façon diamétralement opposée, les MW effectifs seront de l'ordre de 550 que le nombre d'heures d'interruption en  $t-1$  ait été de 4 ou 100.

Ainsi donc, d'hiver en hiver, les résultats commerciaux de l'OÉI ne sont pas reliés au nombre d'heures d'interruption de l'hiver précédent. D'autres variables expliquent vraisemblablement les variations annuelles de participants ou de MW effectifs. On peut supposer qu'il existe un noyau dur de participants, qui se satisfont de l'OÉI puisqu'ils y reviennent d'année en année, autour duquel gravitent des participants plus occasionnels qui présentent des caractéristiques différentes. Selon la réponse du Distributeur à une question d'UC<sup>30</sup>, 7 clients ont adhéré de façon continue à l'OÉI depuis l'hiver 2008-2009 pour un total de 240 MW, soit sur une base annuelle environ le tiers des participants et des MW effectifs.

<sup>28</sup> HQD-1, document 1, page 8.

<sup>29</sup> Voir D-2006-149, page 6.

<sup>30</sup> HQD-2, document 4, question 7.3.

On peut supposer également que la conjoncture économique influe sur le nombre de participants (fermeture d'usine, précarité financière des usines, diminution de quarts de travail). Dans ses réponses aux demandes de renseignement de la FCEI, le Distributeur indique d'ailleurs que les variations de MW effectifs de l'hiver 2009-2010 à l'hiver 2012-2013 s'expliquent en grande partie par son refus (2010-2011 et 2011-2012) ou son acceptation de l'adhésion de 3 usines représentant 210 MW effectifs en raison des risques liés à leur engagement<sup>31</sup>.

Quant à savoir si l'occurrence de plusieurs périodes d'interruptions consécutives serait un enjeu de négociation, UC rappelle qu'en 2006-2007, soit avant la mise à jour de l'OÉI de 2008, le Distributeur avait procédé à 100 heures d'interruptions comme l'indique le Tableau 5<sup>32</sup> dont :

- 2 interruptions le 17 janvier 2007
- 4 interruptions les 25 et 26 janvier 2007
- 4 interruptions les 5 et 6 mars 2007
- 6 interruptions du 6 au 9 mars 2007.

**Tableau 5**  
**Bilan d'utilisation de l'OÉI — Hiver 2006-2007**

Date	Heures		Nombre d'heures	MW effectifs	GWh interrompus	Crédit variable (000 \$)
2007-01-17	6h00	à 11h00	5	626	3,1	250
2007-01-17	17h00	à 22h00	5	483	2,4	191
2007-01-25	6h00	à 10h00	4	628	2,5	199
2007-01-25	16h00	à 21h00	5	435	2,2	174
2007-01-26	5h00	à 10h00	5	496	2,5	194
2007-01-26	16h00	à 21h00	5	444	2,2	177
2007-01-30	6h00	à 11h00	5	199	1,0	80
2007-02-01	6h00	à 10h00	4	233	0,9	75
2007-02-05	5h00	à 10h00	5	376	1,9	138
2007-02-05	17h00	à 22h00	5	572	2,9	229
2007-02-05	19h00	à 23h00	4	147	0,6	47
2007-02-06	5h00	à 10h00	5	296	1,5	109
2007-02-06	16h00	à 21h00	5	346	1,7	138
2007-02-07	5h00	à 10h00	5	178	0,9	71
2007-02-13	16h00	à 21h00	5	532	2,7	252
2007-03-06	5h00	à 10h00	5	722	3,6	462
2007-03-06	16h00	à 21h00	5	697	3,5	520
2007-03-07	5h00	à 10h00	5	697	3,5	522
2007-03-07	17h00	à 21h00	4	287	1,1	172
2007-03-08	17h00	à 21h00	4	478	1,9	287
2007-03-09	5h00	à 10h00	5	697	3,5	521,8
<b>Total</b>						<b>4 809</b>
Nombre d'heures d'interruption par client :						<b>62 à 68</b>

Bien qu'entre l'hiver 2006-2007 et l'hiver 2007-2008, on constate un effritement du nombre de clients et de MW effectifs, UC souligne qu'une bonification de l'OÉI en 2008 a eu un effet

<sup>31</sup> HQD-2, document 3, page 4.

<sup>32</sup> R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 21.

marginal sur les adhésions<sup>33</sup>. Les MW effectifs disponibles sont en effet passés de 745 en 2006-2007 à 546 en 2007-2008 pour une légère reprise à 675 en 2008-2009.

Conséquemment, UC s'interroge sur la menace que les clients laissent planer quant à un effritement du nombre de participants, menace qui se retrouve en filigrane de la demande de révision des modalités de l'OÉI du Distributeur. Comme l'indique le Tableau 4, les clients ont reçu des sommes de plus en plus importantes pour le service qu'ils rendent et si la proposition du Distributeur était acceptée, le coût de l'OÉI pourrait facilement doubler.

**UC est d'avis qu'étant donné les sommes de plus en plus considérables qui sont en jeu pour les clients du Distributeur il y a lieu de s'interroger sur le processus qui tient lieu de négociation entre le Distributeur et les clients qui adhèrent à l'OÉI. UC soutient que sa proposition de fixer annuellement les crédits de l'OÉI sur la base d'une méthode objective<sup>34</sup> serait déjà un pas dans la bonne direction et invite la Régie à exiger du Distributeur qu'il soumette une proposition en ce sens.**

---

<sup>33</sup> Sinon pour contenir un effritement, mais cela ne peut être démontré.

<sup>34</sup> Voir la conclusion de la section 2.1.1.



# Annexe 1 : Prix du DAM (New York) du 22 au 24 janvier 2014

Page Ref: P-2A

## Day Ahead Market Zonal LBMP

		--- LBMP \$																--- Marginal Cost of Losses																--- Marginal Cost of Congestion																01/22/2014	
Zonal Data																																																			
Name	PTID	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00																										
CAPITL	61757	200.16	181.61	183.12	183.15	191.87	228.03	294.99	336.54	313.98	322.73	302.33	274.57	250.33	231.03	235.15	232.86	288.69	372.11	359.92	313.57	299.11	276.02	245.78	203.30																										
EST	EST	11.15	9.83	8.88	8.55	7.56	9.83	14.04	14.59	13.82	14.49	15.48	14.06	14.39	15.32	14.77	13.88	15.30	20.73	19.72	17.75	15.85	13.39	12.14	12.77																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
CENTRL	61754	188.45	170.60	172.33	172.32	181.73	216.90	277.28	319.73	295.97	303.63	279.71	253.49	229.33	210.97	218.85	236.15	268.74	346.80	336.46	291.97	279.29	260.19	230.59	188.25																										
EST	EST	-0.37	-1.38	-1.91	-2.27	-2.18	-1.30	-3.66	-4.22	-4.20	-4.62	-7.16	-7.02	-6.60	-4.75	-1.53	-2.86	-4.65	-4.58	-3.73	-3.85	-3.97	-3.43	-3.04	-2.28																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
DUNWOD	61760	200.73	182.48	183.64	183.32	190.93	224.74	294.71	342.73	318.18	327.05	306.10	276.67	252.44	234.04	238.02	254.32	291.99	374.57	362.29	315.34	301.66	277.06	244.39	201.39																										
EST	EST	11.72	10.49	9.40	8.73	6.63	6.54	13.76	18.78	18.01	18.81	19.22	16.16	16.51	18.33	17.64	15.31	18.60	23.19	22.10	19.52	18.40	13.44	10.75	10.85																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
GENESE	61753	183.35	165.80	167.44	167.60	176.93	212.52	267.74	308.41	286.07	293.15	266.79	241.23	217.77	200.18	211.78	229.20	260.82	337.32	326.92	283.41	271.63	253.07	224.28	182.54																										
EST	EST	-1.67	-6.18	-6.80	-6.99	-7.38	-5.67	-13.20	-15.54	-14.10	-15.10	-20.09	-19.27	-18.16	-15.53	-6.60	-9.81	-12.57	-14.07	-13.27	-12.41	-11.63	-10.55	-9.35	-8.00																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
HQ	61844	187.88	171.30	174.24	175.12	186.15	220.38	283.75	326.86	302.86	311.01	289.45	262.85	228.71	23.25	218.39	239.48	275.32	354.54	343.25	296.48	291.14	260.36	407.86	18.16																										
EST	EST	-1.19	-0.69	0.00	0.53	1.84	2.18	2.81	2.94	2.70	2.73	2.18	2.94	1.19	-1.07	-1.99	-0.67	1.93	3.16	3.05	2.66	2.66	2.37	1.96	0.00																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										

Page Ref: P-2A

## Day Ahead Market Zonal LBMP

		--- LBMP \$																--- Marginal Cost of Losses																--- Marginal Cost of Congestion																01/23/2014	
Zonal Data																																																			
Name	PTID	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00																										
CAPITL	61757	206.56	236.24	218.11	224.74	211.86	301.14	355.35	434.61	401.03	377.50	391.03	335.54	339.37	349.20	327.21	333.95	420.13	515.37	499.09	449.69	443.79	371.51	328.03	285.90																										
EST	EST	12.07	13.62	15.22	14.90	15.16	16.50	23.88	29.21	25.87	27.63	27.68	26.29	20.66	17.46	24.55	23.01	28.90	35.05	33.54	29.41	29.02	23.96	20.90	20.70																										
EST	EST	-119.88	-39.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	1.23	-66.67	-116.14	-10.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
CENTRL	61754	167.80	179.09	189.44	203.85	232.19	280.38	322.85	394.48	364.27	341.47	349.97	316.36	252.80	222.51	287.98	394.40	399.79	469.30	456.24	410.19	403.15	336.77	299.76	260.44																										
EST	EST	-1.39	-2.65	-3.45	-3.99	-4.50	-4.56	-8.62	-10.83	-10.89	-8.40	-13.10	-10.52	-6.55	-6.04	-5.56	-6.54	-10.43	-11.03	-9.31	-10.08	-11.42	-10.78	-7.37	-6.77																										
EST	EST	-14.59	-8.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.25	1.60	-7.51	-13.94	-1.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
DUNWOD	61760	258.91	221.56	218.72	225.15	251.38	299.15	353.01	435.82	405.18	383.13	396.27	337.15	326.29	324.93	328.86	336.45	432.54	514.93	498.13	451.38	447.14	373.27	328.94	285.35																										
EST	EST	13.30	14.51	15.84	17.31	14.86	18.10	21.50	30.42	30.02	33.26	33.15	32.94	31.8	32.69	32.86	32.50	31.32	34.69	32.58	31.0	32.37	25.70	21.81	20.15																										
EST	EST	-91.01	-30.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.20	1.13	-10.68	-88.63	-7.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
GENESE	61753	159.84	172.15	192.75	199.15	224.87	273.25	310.25	380.66	352.26	329.94	341.18	310.27	242.80	210.64	276.00	293.84	377.17	453.91	441.32	396.75	389.05	324.60	289.01	251.40																										
EST	EST	-6.03	-6.49	-10.14	-10.69	-11.83	-11.39	-21.22	-24.74	-22.90	-19.93	-30.24	-27.26	-19.65	-17.89	-17.24	-17.10	-24.06	-26.42	-24.23	-23.53	-25.72	-22.95	-18.12	-13.80																										
EST	EST	-11.27	-3.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-7.09	-9.05	-10.52	-12.93	-0.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
HQ	61844	152.44	175.14	201.26	208.80	236.70	262.77	362.32	403.42	378.15	349.87	366.16	331.34	247.00	214.32	289.05	310.32	403.65	484.15	469.26	424.05	417.69	363.54	444.58	113.35																										
EST	EST	-2.16	-1.77	-1.63	-1.04	0.00	1.43	2.34	3.23	2.99	0.00	1.83	-0.33	-1.75	-1.29	-3.21	-0.62	2.42	3.82	3.71	3.77	2.92	3.12	0.31	-1.84																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.30	-28.51	5.22	0.00	0.00	0.00	-3.18	3.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										

Page Ref: P-2A

## Day Ahead Market Zonal LBMP

		--- LBMP \$																--- Marginal Cost of Losses																--- Marginal Cost of Congestion																01/24/2014	
Zonal Data																																																			
Name	PTID	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00																										
CAPITL	61757	341.66	301.27	298.22	316.16	327.01	355.02	447.02	450.16	442.57	443.32	458.83	441.54	394.43	390.81	372.70	362.18	442.59	537.59	508.05	453.94	442.51	398.26	327.85	307.13																										
EST	EST	21.15	18.92	17.94	16.76	17.92	20.41	30.40	32.93	31.64	30.13	31.20	24.20	21.69	24.81	17.82	26.84	31.64	39.84	38.51	34.00	33.14	24.07	22.89	20.36																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-110.93	-82.29	-190.96	-132.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
CENTRL	61754	315.72	277.27	275.19	292.53	302.29	326.57	405.79	405.97	399.00	400.79	414.81	308.21	284.77	203.30	232.59	326.31	398.62	483.31	473.33	408.18	397.48	304.02	281.15	278.74																										
EST	EST	-4.80	-5.07	-5.61	-6.87	-6.80	-8.03	-10.83	-11.25	-11.93	-12.38	-12.82	-10.73	-8.50	-5.18	-6.00	-9.04	-12.32	-14.45	-12.21	-11.76	-11.88	-9.13	-7.14	-8.03																										
EST	EST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-12.53	-9.77	-23.44	-15.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																										
DUNWOD	61760	343.90	301.11	298.79	315.86	326.70	374.68	445.35	451.43	445.84	447.45	463.55	430.44	378.29	349.27	345.84	367.87	447.11	541.04	509.93	457.75	447.00	387.03	337.84	310.29																										
EST	EST	23.39	19.76	17.99	16.46	17.61	20.07	28.72	34.22	34.91	34.27	35.93	29.71	27.80	18.32	22.26	32.52	36.17	43.28	40.39	37.81	37.64	30.18	27.46	23.52																										