



*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*



## **Commentaires sur le dossier tarifaire 2016-17 d'Hydro-Québec Distribution**

**Rapport de Philip Raphals**

**pour le RNCREQ**

**R-3933-2015**

**Régie de l'énergie**

**le 10 novembre 2015**

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

---

Table de matières

<b>1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Les coûts d’approvisionnement.....</b>	<b>1</b>
2.1	Les impacts climatiques et les achats de court terme du Distributeur.....	1
2.2	Les achats de court terme.....	6
2.3	L’entente globale cadre.....	11
2.4	Cas particuliers.....	15
2.4.1	<i>Les évènements du 4-5 décembre 2014.....</i>	<i>15</i>
2.4.2	<i>Le 28 janvier 2014.....</i>	<i>18</i>
<b>3</b>	<b>Coûts évités .....</b>	<b>20</b>
3.1	Coût évité en énergie en hiver .....	21
3.1.1	<i>Selon les achats réels de 2014 .....</i>	<i>21</i>
3.1.2	<i>Regard sur les années antérieures.....</i>	<i>23</i>
3.2	Coût évité en puissance.....	27
3.3	Coûts évités par usage.....	27
3.4	Conclusion.....	28
<b>4</b>	<b>Réseaux autonomes.....</b>	<b>29</b>
4.1	Tarifs.....	29
4.2	Coûts évités et mesures d’efficacité énergétique .....	30
4.3	L’étude sur l’utilisation de l’électricité de 2 <sup>e</sup> tranche en Nunavik.....	32
<b>5</b>	<b>L’approvisionnement auprès des clients (<i>Demand response</i>).....</b>	<b>37</b>
5.1	Charges interruptibles résidentielles.....	38
5.2	Aide à la gestion de la consommation .....	39
5.3	L’importance de l’AAC au Québec.....	42
<b>6</b>	<b>Conclusions .....</b>	<b>44</b>
6.1	Coûts d’approvisionnements.....	44
6.2	Les coûts évités .....	44
6.3	Les réseaux autonomes .....	45
6.4	L’approvisionnement auprès des clients .....	45

## Table de graphiques

Graphique 1. Achats court terme de 2013 à 2015, prévisionnel versus réel .....	5
Graphique 2. Achats de court terme 2014 .....	6
Graphique 3. Achats de court terme et Besoins réguliers du Distributeur (BRD) .....	7
Graphique 4. Achats de court terme en fonction de la demande horaire.....	8
Graphique 5. Coût cumulatif en fonction de la demande horaire .....	9
Graphique 6. Coût moyen en fonction de la demande horaire .....	10
Graphique 7. Écarts horaires et cumulatifs entre les coûts d'achat de court terme et le coût des dépassements.....	14
Graphique 8. Achats court terme du 28 janvier 2014 .....	19
Graphique 9. Coûts unitaires d'achats de court terme vs. Coûts évités d'énergie en hiver ....	24
Graphique 10. Écart entre coûts évités (énergie, hiver) et coûts réels d'achats de court terme .....	25
Graphique 11. Température moyenne en période hivernale .....	26
Graphique 12. Histogramme – coût horaire des achats de court terme en 2014.....	42
Graphique 13. Histogramme – coût horaire des achats de court terme en 2014.....	43

## Table de tableaux

Tableau 1. Montants des <i>pass-on</i> de 2013 à 2015, inclus dans les revenus requis de 2016.....	2
Tableau 2. Composantes de l'ajustement tarifaire de 1,9%.....	3
Tableau 3. Montants des comptes de <i>pass-on</i> et de nivellement aux aléas climatiques intégrés aux revenus requis 2016.....	4
Tableau 4. Achats de court terme selon les heures de plus grande charge.....	9
Tableau 5. Prix des dépassements selon l'Entente globale cadre .....	11
Tableau 6. Utilisation de l'Entente globale cadre de 2009 à 2014 .....	12
Tableau 7. Coût des dépassements (2009 à 2014) .....	13
Tableau 8. Évènements sur les réseaux de transport (décembre 2014).....	17
Tableau 9. Achats de court terme, 1 <sup>er</sup> trimestre 2014 .....	22
Tableau 10. Achats de court terme, décembre 2014 .....	22
Tableau 11. Achats de court terme en hiver 2014.....	22
Tableau 12. Calcul des coûts évités Fourniture et Transport, chauffage, tarif D pour 2014 ..	28
Tableau 13. Calcul des coûts évités totaux, chauffage, tarif D pour 2014 .....	28
Tableau 14. Principales mesures du PTÉ électrique (Nunavik) .....	32
Tableau 15. Catégories utilisées dans l'étude Opinion Impact.....	33
Tableau 16. Taux de diffusion des chaufferettes dans les maisons ou remises.....	33
Tableau 17. Taux de diffusion des chaufferettes dans les maisons et dans les remises.....	34
Tableau 18. Chaufferettes dans la maison .....	34
Tableau 19. Chaufferettes dans les remises.....	35
Tableau 20. Condition générale des maisons, selon l'Étude Opinion Impact .....	37

## 1 Introduction

Le RNCREQ m'a demandé d'analyser le dossier tarifaire 2016-17 d'Hydro-Québec Distribution, notamment à l'égard des sujets suivants :

- Les achats de court terme et leurs implications sur les coûts évités,
- La tarification de la 2<sup>e</sup> tranche au nord du 53<sup>e</sup> parallèle (réseaux autonomes), et
- L'approvisionnement auprès des clients.

## 2 Les coûts d'approvisionnement

### 2.1 *Les impacts climatiques et les achats de court terme du Distributeur*

À première vue, la contribution des achats de court terme aux revenus requis de 2016 semble très mineure. Sur des revenus requis totaux de 11 970 M \$, ils ne comptent que pour 63,7 M \$, dont 43,5 M \$ pour l'achat de puissance. Ainsi, le montant requis pour des achats de court terme d'énergie pour 2016 n'est que de 20,2 M \$<sup>1</sup>, ce qui s'apparente aux montants présentés à ce poste dans les dossiers tarifaires de 2015 (25,1 M\$<sup>2</sup>), 2014 (11,8 M\$<sup>3</sup>) et 2013 (32,3 M\$<sup>4</sup>).

Les achats réels d'énergie de court terme en 2013 et en 2014 ont toutefois été beaucoup plus importants, soit 167,1 M\$ en 2013<sup>5</sup> et à 502,6 M\$ en 2014<sup>6</sup>, et cela sera vraisemblablement le cas pour 2015 également. L'opération des comptes de *pass-on* fait en sorte que les revenus requis de 2016 incluent des montants importants reliés à ces achats de court terme d'énergie de ces années antérieures.

---

<sup>1</sup> HQD-6, doc. 1, p. 11, Tableau 6.

<sup>2</sup> R-3905-2014, HQD-6, doc. 1, p. 11, Tableau 6.

<sup>3</sup> R-3854-2013, HQD-5, doc. 1, p. 15, Tableau 6.

<sup>4</sup> R-3814-2012, HQD-5, doc. 1, p. 13, Tableau 6.

<sup>5</sup> R-3905-2014, HQD-6, doc. 1, p. 11, Tableau 6.

<sup>6</sup> HQD-6, doc. 1, p. 11, Tableau 6.

Selon la méthode de l'année témoin projetée, adoptée par la Régie en 1999 dans le dossier R-3405-98, les tarifs se basent sur les prévisions des coûts et des ventes pour l'année tarifaire à venir<sup>7</sup>. Les comptes d'écarts et de reports (CER) font exception à cette règle, en permettant à certains coûts historiques d'être reflétés dans les revenus requis.

Le Distributeur explique la fonction de ces comptes ainsi :

Les comptes d'écarts et de reports (CER) (...) ont été créés pour la prise en compte ultérieure, dans les revenus requis, des coûts encourus pendant une année témoin dont les montants étaient imprévus au moment de la fixation des tarifs de distribution ou, encore, dont les montants réels sont différents de ceux initialement prévus. L'utilisation de ces comptes constitue, par conséquent, une modalité de récupération de coûts dans les tarifs<sup>8</sup>.

Ainsi, le poste « Achats d'électricité postpatrimoniale » des revenus requis de 2016 inclut les 20,2 M \$ d'achats de court terme d'énergie prévus pour 2016. En même temps, les comptes *pass-on* rajoutent un montant **18 fois plus grand**, soit de **375,5 M \$**, associé aux achats de court terme pour les années 2013 à 2015. Ce second montant reflète la différence entre les montants qui avaient été prévus – et déjà intégrés aux tarifs – pour chacune de ces années et les montants réellement encourus. Les montants ajoutés aux revenus requis de 2016 en raison des *pass-on* des dernières années sont comme suit :

	<b>2013</b>	56.4
	<b>2014</b>	191.3
	<b>2015</b>	127.8
	<b>TOTAL</b>	375.5

Aucune section du dossier tarifaire ne présente le détail de ces montants, pourtant très importants. Le document intitulé « Évolution des comptes d'écarts et de reports et autres actifs » (HQD-9, doc. 7) présente l'évolution de chacun des comptes, mais ne précise pas les coûts qui y sont intégrés ni leur justification.

Ces coûts sont associés en grande partie aux hivers froids en 2014 et 2015. Le Distributeur présente la contribution des impacts climatiques des deux derniers hivers aux revenus requis au Tableau R-1.1 (Tableau 2, ci-dessous). Ce tableau indique que les impacts climatiques comptent pour 188,9 M \$ des

<sup>7</sup> D-99-120, pages 8 à 14.

<sup>8</sup> HQD-9, doc. 7, p. 5, lignes 1-6.

revenus requis pour 2016, un montant encore plus élevé que celui attribuable aux nouveaux approvisionnements (principalement éoliens), qui comptent pour seulement 160,3 M \$.

Toutefois, 2013 n'était pas une année relativement froide<sup>9</sup> et, malgré tout, les achats de court terme dépassaient les prévisions par 134,8 M \$ (167,1 M \$ contre 32,3 M \$<sup>10</sup>). Dans les prochaines sections, nous allons explorer les causes et les conséquences de ces erreurs prévisionnelles.

Le Tableau 2 présente, entre autres, le rôle des impacts climatiques des deux derniers hivers dans l'ajustement tarifaire de 1,9% recherché par le Distributeur au présent dossier.

Tableau 2. Composantes de l'ajustement tarifaire de 1,9%<sup>11</sup>

<b>TABLEAU R-1.1 : COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 1,9 %</b>					
	Impacts climatiques des deux derniers hivers	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens <sup>1</sup>	Électricité patrimoniale (indexation)	Autres éléments du coût de service	Total
Approvisionnements	239,7	160,3	64,9	(16,4)	448,5
Transport				(0,3)	(0,3)
Distribution	(50,8)			(119,1)	(169,9)
Effets revenus <sup>2</sup>				(83,8)	(83,8)
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	(219,6)	194,5
	1,7%	1,5%	0,7%	-2,0%	1,9%

<sup>1</sup> Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.  
<sup>2</sup> Se compose de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

L'impact tarifaire d'un hiver froid est composé des coûts additionnels reliés à l'achat de l'électricité additionnelle requise (le compte *pass-on*), moins les revenus additionnels qui découlent de la vente de cette électricité additionnelle (le compte de nivellement pour aléas climatiques). Ainsi, le montant de 188,9 M \$ semble bien résulter de ce calcul, soit les comptes de *pass-on* mentionnés ci-dessus auxquels est soustrait le compte de Nivellement pour aléas climatiques, comme l'indique le Tableau 3 :

<sup>9</sup> Voir le Graphique 11 à la page 6.

<sup>10</sup> R-3814-2012, HQD-5, doc. 1, p. 13, Tableau 6 et R-3905-2014, HQD-6, doc. 1, p. 11, Tableau 6.

<sup>11</sup> HQD-16, doc. 1.2, p. 3.

Tableau 3. Montants des comptes de *pass-on* et de nivellement aux aléas climatiques intégrés aux revenus requis 2016<sup>12</sup>

Comptes de <i>pass-on</i>	
2013	56.4
2014	191.3
2015	127.8
TOTAL	375.5
Compte de nivellement	
2015	-186.6
NET	188.9

Il n'est pas facile de suivre la contribution de ces éléments aux revenus requis d'une année à l'autre, parce que, pour différentes raisons, le Distributeur modifie souvent ses pratiques relatives à la récupération de ces montants. Pour cette raison, il est plus utile de comparer les écarts réels des coûts d'approvisionnement de chaque année<sup>13</sup>.

Selon le document « Évolution des comptes d'écarts » du dossier tarifaire, les écarts de l'année 2014 sont de **322 M \$**<sup>14</sup>. Selon un autre document du dossier tarifaire, « Approvisionnements en électricité », les achats d'énergie de court terme en 2014 sont encore plus élevés, soit de **502,6 M \$**<sup>15</sup>. Certes, ce montant inclut les montants relatifs à l'entente cadre, mais ceux-ci ne s'élevaient qu'à 116k \$ en 2014<sup>16</sup>. Jusqu'ici, nous n'avons pu expliquer l'écart entre ces deux chiffres, dont la réconciliation se fera en audience.

Le Graphique 1 présente les montants des achats de court terme prévus dans les dossiers tarifaires et les montants réels, pour les dernières années. On constate que, dans tous les cas, les achats réels dépassent de manière importante les achats prévus.

<sup>12</sup> HQD-9, doc. 7, Tableaux 2 et 4 (pages 7 et 10, respectivement).

<sup>13</sup> Ces montants sont identifiés comme l'« écart de l'année » dans le tableau de l'Évolution du compte de *pass-on* (Tableau 4 du HQD-9, doc. 7, page 10).

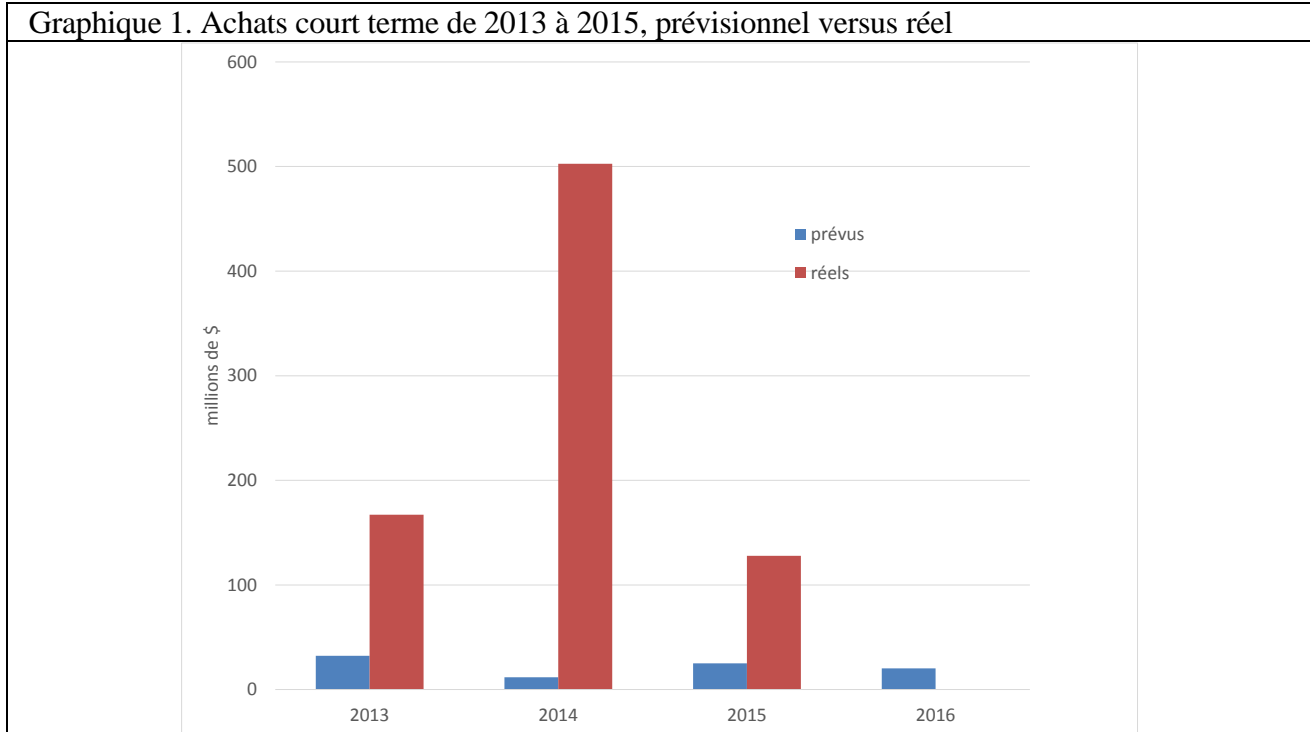
<sup>14</sup> HQD-9, doc. 7, Tableau 4 (page 10).

<sup>15</sup> HQD-6, doc. 1, p. 17, Tableau A-1.

<sup>16</sup> Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2014, Suivi de la décision 2013-206, page 4.



Graphique 1. Achats court terme de 2013 à 2015, prévisionnel versus réel



Comme tout autre montant qui compose les revenus requis, les achats d'énergie de court terme sont assujettis à la vérification et l'approbation de la Régie. Toutefois, il est extrêmement difficile d'en trouver le détail. Étant donné l'importance des montants en question, un niveau de détail et de surveillance plus élevé semble approprié.

Afin de mieux comprendre cette situation, nous avons consulté deux documents de suivi déposés auprès de la Régie qui ne font pas partie du dossier tarifaire : le « Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2014 »<sup>17</sup> (Suivi Entente cadre 2014), et le « Suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur 2014 »<sup>18</sup> (Suivi achats 2014).

Ce dernier document fournit une liste des transactions effectuées en 2014. Pour chaque transaction, il présente le fournisseur, les dates de début et de fin de la transaction, le type de transaction (pointe, 24h, etc.) le nombre de MWh total et le prix moyen (\$/MWh). À partir de ces informations, nous avons pu,

<sup>17</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2013-206.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2013-206.html).

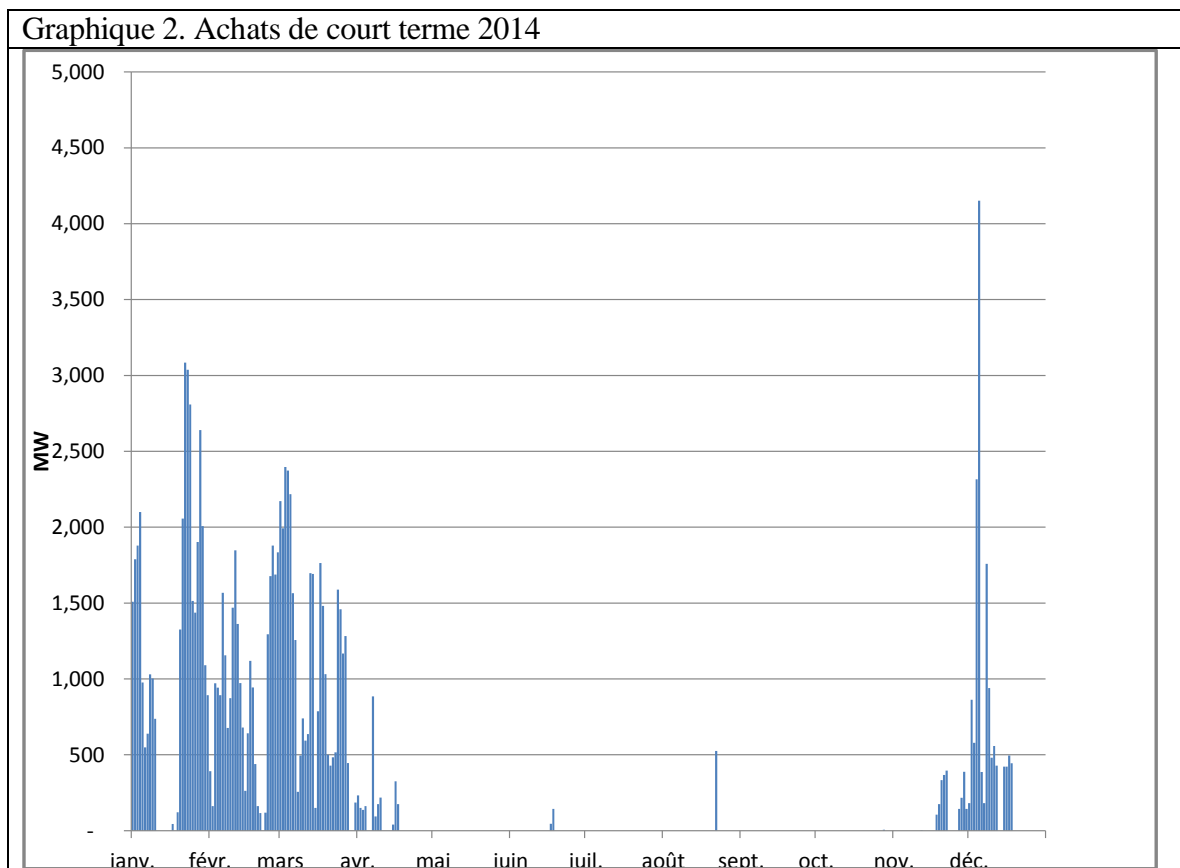
<sup>18</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205\\_AutresSuivis/HQD\\_SuiviDetailleActivitesAchatVente2014\\_12mai2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2014_12mai2015.pdf).

par le biais d'une programmation en VBA, produire des tableaux indiquant, pour chacune des 8760 heures de 2014, le nombre de MW acheté à court terme par fournisseur, et le prix payé.

Dans la prochaine section, nous présenterons les résultats de cet exercice.

## 2.2 Les achats de court terme

Le profil des achats d'énergie de court terme du Distributeur en 2014 se présente comme suit :

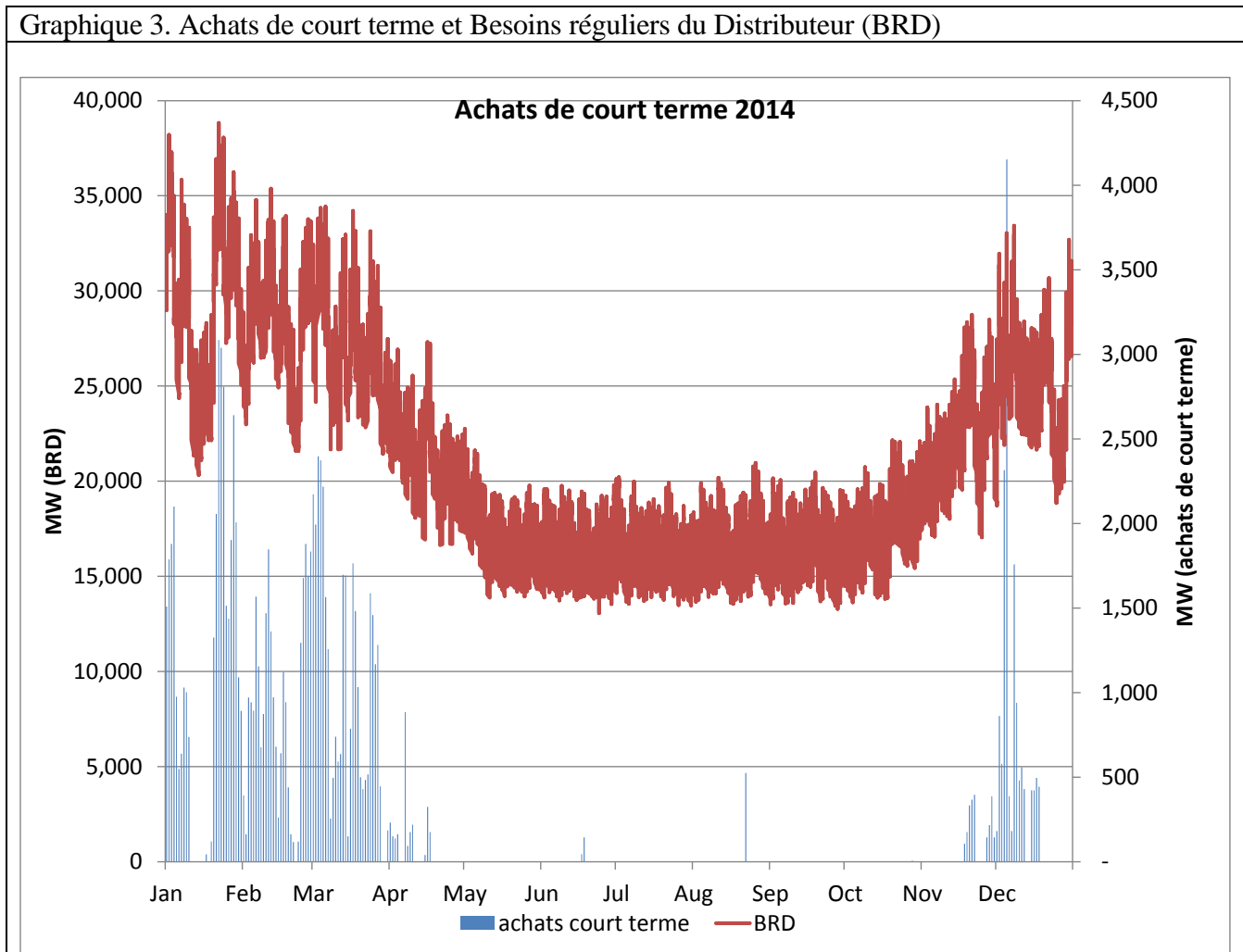


Ce graphique démontre clairement que les achats de court terme en 2014 étaient concentrés aux mois d'hiver (janvier à mars et décembre). Quelques achats ont également eu lieu en avril, ainsi que des transactions ponctuelles en juin et en août.

Les achats de plus de 4000 MW en date du 5 décembre 2014 sont clairement exceptionnels. Ils seront traités ci-dessous à la section 2.4.1.

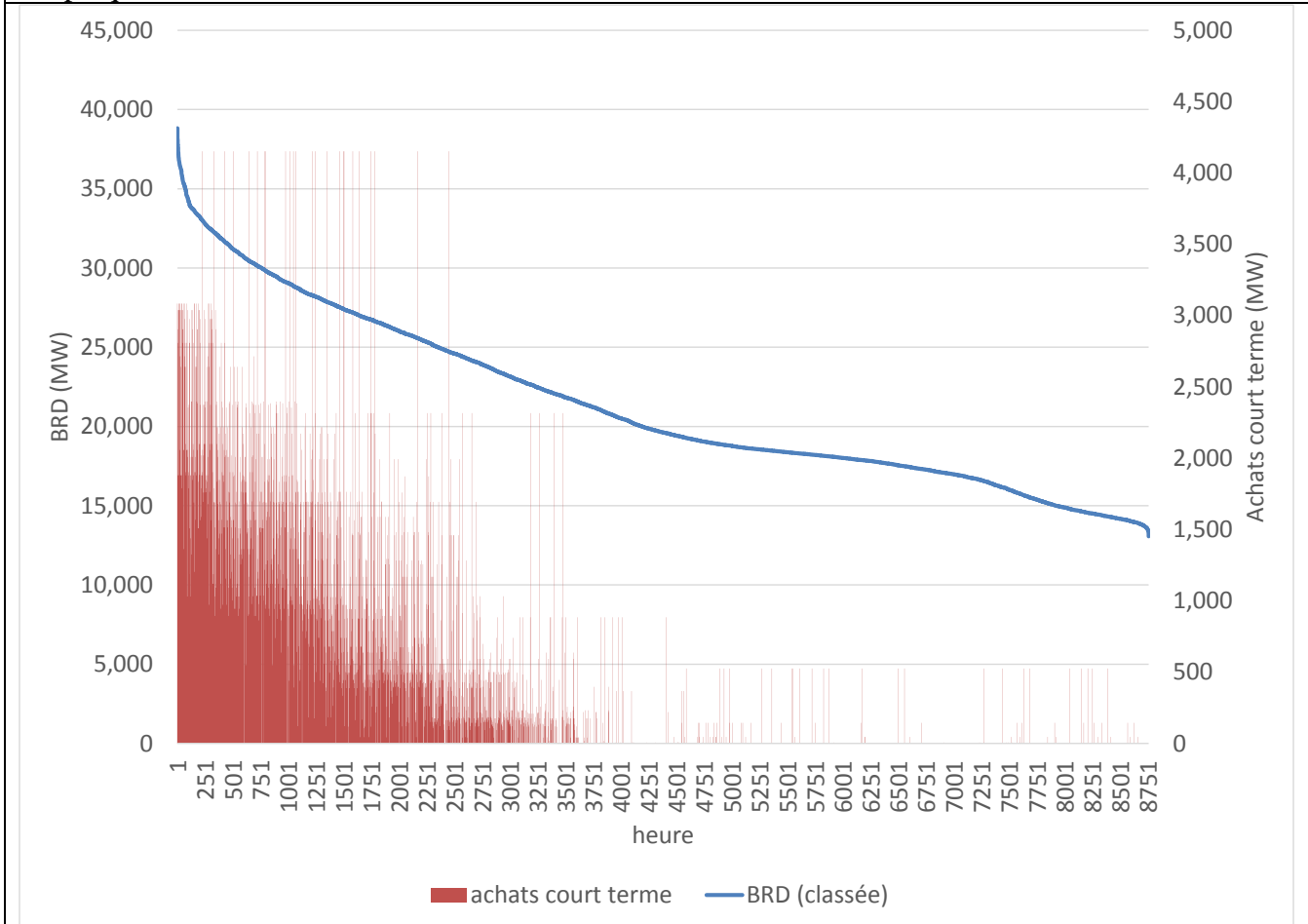
Le Graphique 3 présente ce même profil en relation avec les Besoins réguliers du Distributeur (BRD), tirés du Suivi entente cadre 2014. On constate une certaine corrélation entre les achats de court terme et les heures de forte demande. Toutefois, cette présentation ne permet pas de mesurer avec précision l'importance de cette corrélation.

Graphique 3. Achats de court terme et Besoins réguliers du Distributeur (BRD)



Pour mieux faire ressortir le degré auquel les achats de court terme sont liés aux heures de forte demande au Québec, il est utile de classer les heures de l'année 2014 en fonction de la demande (BRD). Le Graphique 4 présente les achats de court terme en fonction de cette courbe.

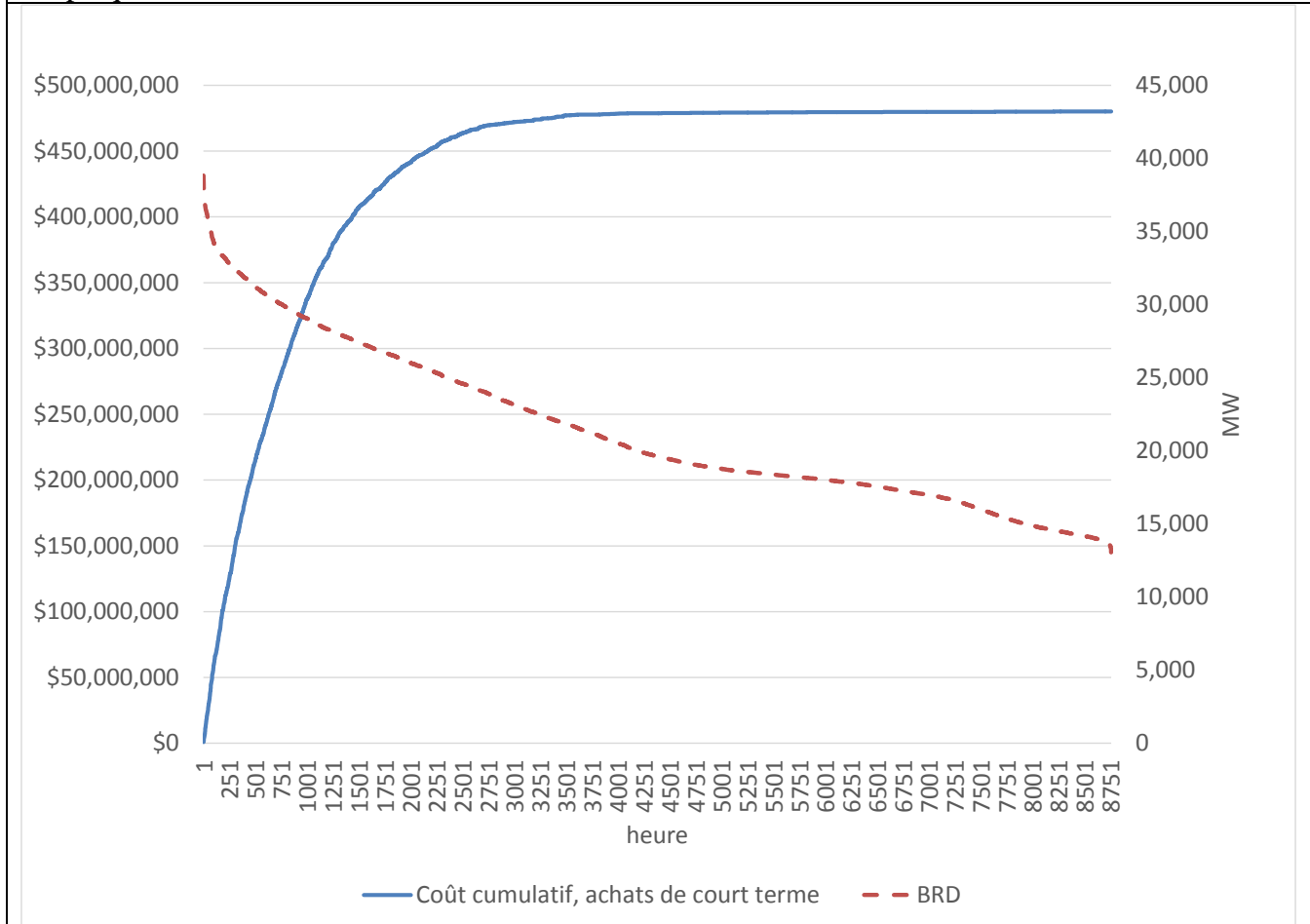
Graphique 4. Achats de court terme en fonction de la demande horaire



On constate dans ce graphique que la vaste majorité des heures où ont lieu des achats importants correspondent à des heures de forte demande — et non seulement pendant les 300h de plus forte demande.

Afin de mieux comprendre cette relation, il est utile de regarder le coût cumulé des achats de court terme, en fonction des heures classées selon la demande. Le Graphique 5 démontre que le coût cumulé des achats de court terme augmente rapidement pendant les 2000 heures de plus grande charge.

Graphique 5. Coût cumulé en fonction de la demande horaire



En consultant les données illustrées ici, on obtient les relations suivantes :

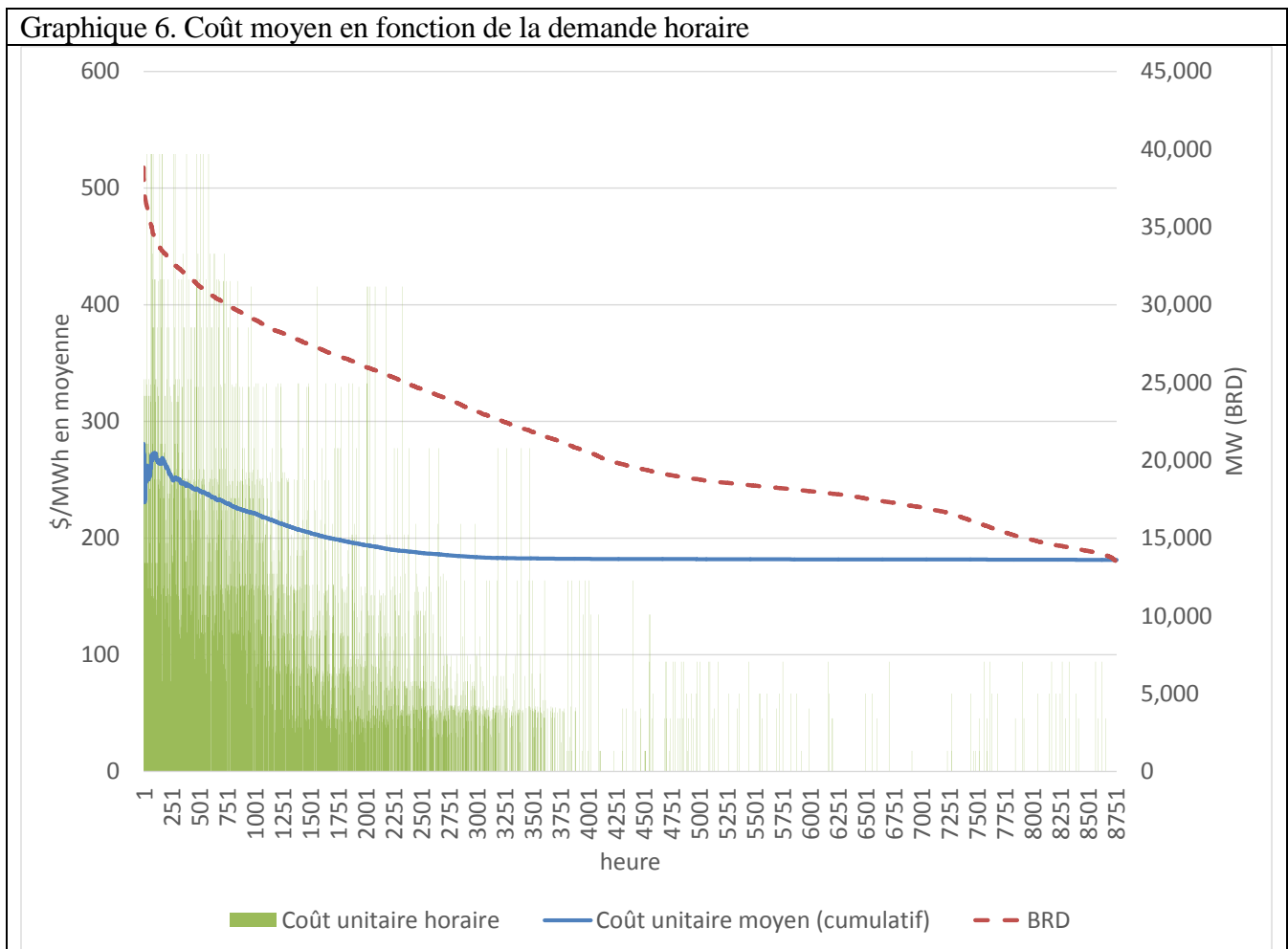
Heures de plus grande charge	Achats totaux de court terme	Pourcentage des coûts d'achats court terme 2014	Coût unitaire moyen
300	146,3 M \$	30%	250 \$/MWh
1000	337,4 M \$	70%	221\$/MWh
1500	407,3 M \$	85%	205 \$/MWh
2000	441,6 M \$	92%	194 \$/MWh
2500	472,1 M \$	98%	184 \$/MWh

De ces données, on constate :

- que 85% des achats de court terme se font pendant les 1500 heures de haute demande au Québec, et 92% des achats de court terme se font pendant les 2000 heures de haute demande; et

- que le coût unitaire de ces achats diminue dans une certaine mesure avec la diminution de la charge, mais demeure élevé.

Le Graphique 6 permet de visualiser cette relation entre la charge et le coût unitaire, toujours pour l'année 2014.



Dans ce graphique, les heures sont classées en fonction de la demande (ligne brisée rouge), les barres vertes indiquent les coûts unitaires horaires des achats de court terme, et la ligne bleue donne leur valeur cumulé (c'est-à-dire, pour une heure donnée, le coût cumulé divisé par le nombre cumulé des MWh).

On y constate que les achats de court terme à fort prix ne se limitent pas aux 300 heures de plus grande charge du réseau, mais continuent de se produire tout au long de l'hiver.

### 2.3 L'entente globale cadre

Étant donné que les bâtonnets ne sont définitivement affectés à des heures précises qu'après la fin de l'année, il existe toujours la possibilité que le Distributeur ait mobilisé plus d'électricité à titre d'électricité patrimoniale que ce à quoi il avait droit dans une heure donnée. L'Entente globale cadre, dont la version en vigueur a été approuvée par la Régie le 19 décembre 2013, régit cette situation.

Les prix pour les dépassements sont comme suit :

300 plus grandes valeurs horaires mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale	Maximum entre 300 \$/MWh et le prix DAM ajusté
Dépassements réguliers	96 \$/MWh indexé (2,5% à partir de 2014)
40 plus faibles valeurs horaires	Minimum entre prix patrimonial, prix des dépassements réguliers et le prix DAM ajusté

En 2014, des dépassements ont eu lieu seulement pendant les 40 heures de plus faibles valeurs horaires pour un total de 4,0 GWh.

Depuis 2009, le montant total des dépassements est en baisse constante. En même temps, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée est en augmentation constante, comme l'indique le Tableau 6.

Tableau 6. Utilisation de l'Entente globale cadre de 2009 à 2014<sup>19</sup>

Utilisation de l'Entente de 2009 à 2014 établie à partir de la production des centrales						
GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014
a) Sommes des dépassements horaires	66,2	14,4	18,0	14,5	5,0	4,0
Dépassements 300 heures de plus grande contribution	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0
Dépassements réguliers	66,1	7,0	4,1	0,0	1,8	0,0
Dépassements 40 heures de plus faible contribution	0,1	7,5	13,9	14,5	1,4	4,0
b) i) Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale	174 993,4	177 216,7	177 344,2	174 048,2	174 196,8	172 181,9
ii) Volume maximal d'électricité patrimoniale	178 860,0	178 860,0	178 860,0	178 860,0	178 860,0	178 860,0
Différence positive entre i) et ii)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur en dépassement de l'électricité patrimoniale «maximum entre a) et b)»	66,2	14,4	18,0	14,5	5,0	4,0
Électricité patrimoniale inutilisée	3 932,7	1 657,7	1 533,8	4 826,3	4 668,2	6 682,1

Comme nous l'avons souligné dans le passé, l'achat d'électricité de court terme en cours d'année fonctionne en quelque sorte comme une police d'assurance contre les dépassements. Plus on achète, moins il y a de risque de dépassements; mais plus on achète, plus grande sera la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Inévitablement, les choix faits par le Distributeur en cours d'année détermineront l'équilibre final entre la quantité de dépassements pendant les trois groupes d'heures définies par l'Entente et la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée.

L'objectif du Distributeur devrait être d'effectuer ses achats dans le but de réduire la facture totale d'approvisionnements, tout en respectant la lettre et l'esprit de la Loi sur la Régie de l'énergie et du Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale (Décret patrimonial). Selon notre compréhension, le Distributeur n'a pas l'obligation d'éliminer totalement les dépassements.

Le Distributeur termine son Suivi en se félicitant du fait que « Au total, le coût des dépassements pour l'année 2014 s'élève à 116,4 k\$, soit le coût le plus faible depuis l'approbation de la première Entente<sup>20</sup> ». Il l'illustre avec le tableau suivant :

<sup>19</sup> Suivi Entente cadre 2014, page 4.

<sup>20</sup> Suivi Entente cadre 2014, page 4.



Tableau 7. Coût des dépassements (2009 à 2014)<sup>21</sup>

Coût des dépassements de 2009 à 2014 (k\$)					
2009	2010	2011	2012	2013	2014
5 619,8	875,4	844,2	405,3	773,3	116,4

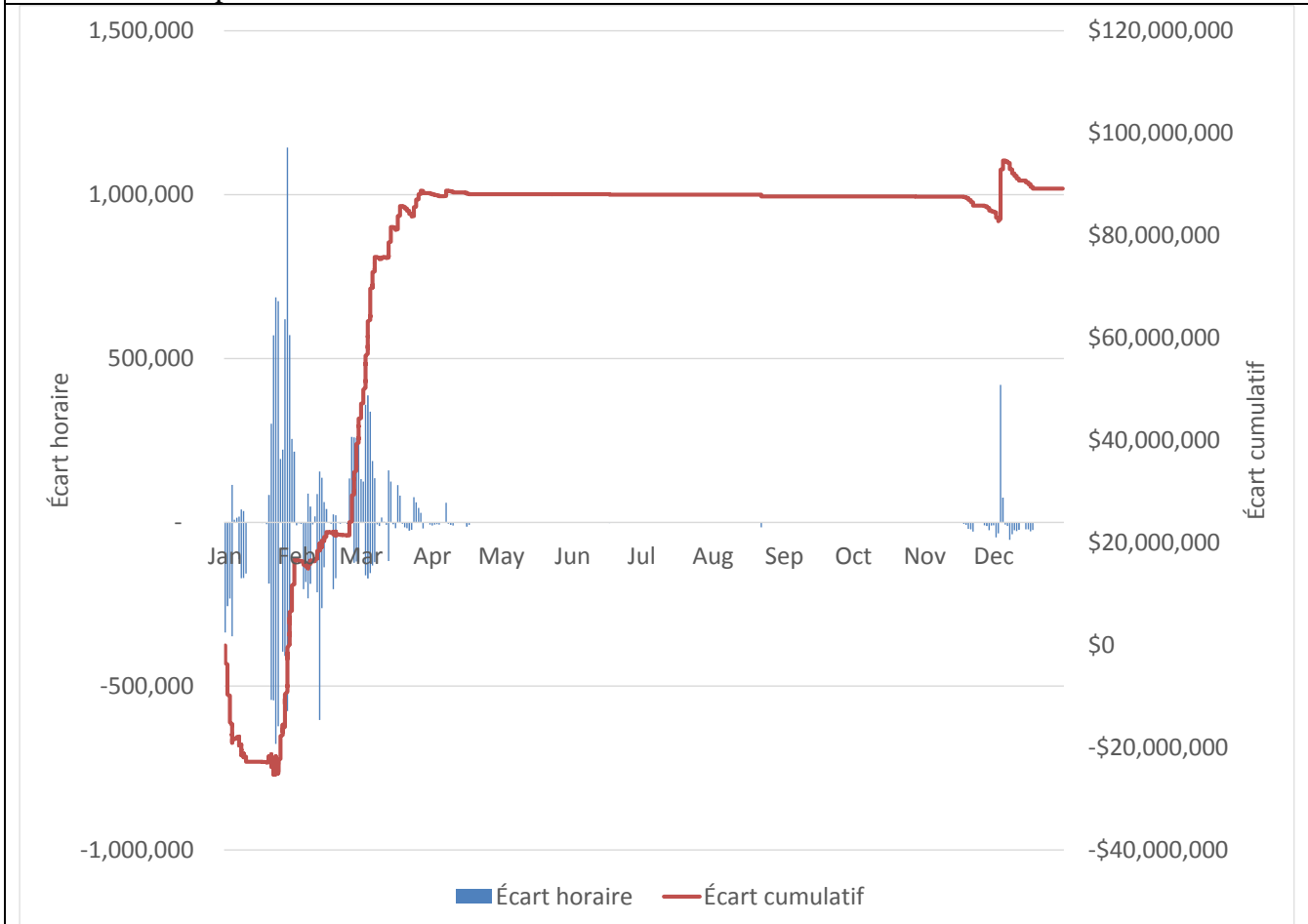
Les coûts de dépassements sont certes le plus faibles depuis 2009, mais le Distributeur affiche également le coût d'électricité achetée à court terme le plus élevé (Tableau 4), ainsi que la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée la plus élevée (Tableau 6, dernière ligne). Pris ensemble, ces trois facteurs suggèrent que la gestion des achats de court terme en 2014 n'était pas optimale, du moins du point de vue des consommateurs.

Le Graphique 7 compare les coûts réellement encourus par le Distributeur en achats de court terme et ce qu'il en aurait coûté, pour chaque heure, s'il avait plutôt payé le prix des différentes catégories de dépassements, selon l'Entente globale cadre. Les barres bleues indiquent les écarts horaires, tandis que la ligne rouge indique le montant cumulé sur l'année (axe de droite).

---

<sup>21</sup> Ibid.

Graphique 7. Écarts horaires et cumulatifs entre les coûts d'achat de court terme et le coût des dépassements



Ce tableau est produit à titre indicatif, étant reconnu que le Distributeur n'aurait pas pu remplacer l'ensemble de ses achats de court terme par des dépassements de l'électricité patrimoniale. Il est néanmoins utile afin de mettre l'accent sur des éléments problématiques.

On remarque que, pour les mois de janvier et février, le solde cumulatif est près de zéro. Cela signifie que, globalement, les coûts résultant de la politique d'achats de court terme pendant ces deux mois étaient similaires aux coûts qui auraient résulté des dépassements. (La journée du 28 janvier constitue une exception, où les coûts encourus dépassaient largement ceux établis par l'Entente cadre. Nous y revenons à la section 2.4.2.)

Toutefois, pendant les deux premières semaines de mars, les achats de court terme ont été drastiquement plus chers que le prix de dépassements. Or, le Suivi de l'Entente cadre nous enseigne que pendant le mois de mars 2014, seulement 17 des 744 heures du mois se trouvaient à l'intérieur des 300

heures de valeurs plus grandes de l'année. Ainsi, pendant ces 17h, le coût moyen des dépassements aurait été de 304,72 \$/MWh; pour les autres 727 heures du mois, le coût d'un dépassement n'aurait été de 96\$/MWh.

Dans les faits, pendant le mois de mars 2014, le Distributeur a acheté 703 GWh d'électricité de court terme à un prix moyen de 155\$/MWh, soit plus de 50% plus cher que le prix des dépassements.

Comme indiqué ci-dessus, il est clair que le Distributeur ne peut se fier sur l'Entente cadre pour ses approvisionnements. Cela dit, on peut néanmoins questionner le bien-fondé des choix qui ont amené le Distributeur à acheter 703 GWh à court terme en mars 2014.

Jusqu'à quel point le Distributeur **doit-il** essayer de réduire ces dépassements? Jusqu'à quel point **peut-il** prendre le risque d'en avoir, étant donné les coûts importants reliés aux marchés de court terme, d'une part, et les coûts qui résultent de l'inutilisation de l'électricité patrimoniale, de l'autre? Ce sont des questions complexes et importantes.

Des questions se posent aussi à l'égard des prix de ces achats. C'est le cas notamment des achats d'Hydro-Québec Production, puisque l'intérêt corporatif, qui bénéficie des prix plus élevés, est à l'opposé de celui des consommateurs, qui bénéficient des prix moins élevés.

Le Distributeur dépose régulièrement auprès de la Régie le document « Suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur par contrepartie » (« Suivi des achats par contrepartie »), sous pli confidentiel, qui apparemment explicite les démarches effectuées à l'égard des achats bilatéraux. Nous n'avons pu consulter ce document<sup>22</sup>.

## **2.4 Cas particuliers**

### **2.4.1 Les événements du 4-5 décembre 2014**

Selon notre analyse des données présentées dans le Suivi achats court terme 2014, les achats de court terme du Distributeur le 4 et le 5 décembre 2014 ont totalisé 45,1 M \$. Avec ce montant, le Distributeur a acheté 227 GWh d'électricité, pour un prix moyen de 198,96 \$/MWh.

---

<sup>22</sup> Une demande de la part du RNCREQ d'une entente de confidentialité afin de consulter le Suivi par contreparties déposé auprès la Régie a été refusée par le Distributeur.

Pendant cette période, les achats effectués auprès d'Hydro-Québec Production comptaient pour plus que 2000 MW (99 GWh) pendant les deux jours. La transaction la plus importante auprès d'HQP était pour plus de 1500 MW pendant les deux jours, 24h par jour, à un prix de 200\$/MWh.

En réponse à une DDR du RNCREQ concernant les charges importantes en 2014 pour les achats à court terme, le Distributeur a répondu :

Les conditions de marché et les conditions climatiques observées durant l'hiver 2014 sont les principales causes des montants importants liés à l'achat d'énergie sur les marchés<sup>23</sup>.

Or, en réponse à des DDR de la FCÉI qui visaient directement les événements du 4-5 décembre 2014, le Distributeur a fourni des réponses très différentes :

R18.11 : Un événement réseau a eu pour conséquence des achats d'urgence sur plusieurs marchés avoisinants pour fournir l'électricité à la charge québécoise. Ces achats ont été effectués à des prix supérieurs aux prix du DAM de NYISO.

R18.12 : Le Distributeur a acheté de l'énergie d'urgence de tous les marchés avoisinants et les exportations ont été redirigées dans la zone de contrôle de TransÉnergie dans le but d'assurer la fiabilité et éviter davantage de délestage de la clientèle québécoise.

R18.13 : L'électricité patrimoniale n'était pas acheminable à cause de l'évènement réseau.<sup>24</sup>

Une description sommaire de cet événement se trouve au Rapport annuel 2014 du Transporteur déposé auprès de la Régie<sup>25</sup>. Dans la liste des Rapports ATR (Area Trouble Report) (Tableau 1), on trouve les annotations suivantes pour les derniers mois de 2014 :

---

<sup>23</sup> HQD-16, doc. 7, p. 32, R37.3.

<sup>24</sup> HQD-16, doc. 4, p. 59-60.

<sup>25</sup> Rapport annuel 2014 du Transporteur, HQT-1, doc. 6 (« Rapports au NPCC »). Selon la décision D-2002-175, réaffirmée dans D-2009-015, malgré une demande contraire de la part du Transporteur, celui-ci doit déposer, dans le cadre de son rapport annuel, non seulement une liste des événements « rapportables » mais aussi les rapports eux-mêmes que le Transporteur dépose auprès du NPCC. Toutefois, ce document contient uniquement la liste des événements, et non les rapports détaillés déposés. Jusqu'en 2012, les Rapports annuels incluaient ces rapports détaillés. À notre connaissance, la Régie n'a jamais endossé leur retrait.

Tableau 8. Évènements sur les réseaux de transport (décembre 2014)

Temps			MW Perdus		Perturbations		% du	T	Fréquence	C-11	%	Cause	Caté- gories	Date de transmission à la Régie
Mois	Jour	Heure	Produc- tion	Charge/ Livraison	Installation et équipement	PPPC	ACE (T-4)	ACE=0	extrême	Netcharge /0,1 Hz	%Récup. (<1000 code 1)			
Septembre	5	11:37:18	1458		Déclenchement de la ligne L7082 aux postes Nemiscau-Radisson avec rejet de production de 5 groupes à la centrale La Grande-2C	152%	05:39	05:40	59,00 Hz	3,45%	100%	Foudre	1	2014-10-07
	5	12:26:15	1293		Déclenchement de la ligne L7059 aux postes Chissibi-Albanel avec rejet de production de 5 groupes à la centrale La Grande-4	134%	s/o	05:05	59,14 Hz	2,72%	100%	Foudre	1	
Octobre		Aucun												
Novembre		Aucun												
Décembre	2	18:43:12	500		Déclenchement du groupe A9 avec perte de production de 1 groupe à la centrale Churchill Falls	58%	s/o	01:08	59,74 Hz	3,45%	100%	Problème d'excitation	3	2015-01-10
	4	15:05:58	1476	505	Déclenchement des lignes L7044 et L7047 entre les postes La Vérendrye et Grand-brulé/Chénier avec rejet de production de 5 groupes à la centrale La Grande-2, suivi d'une perte de charge	113%	s/o	01:44	59,63 Hz	4,59%	100%	Conducteur en contact avec une ligne	3	
	6	07:37:35	1033		Déclenchement du transformateur de puissance T75 avec perte de production de 2 groupes à la centrale Churchill Falls	101%	s/o	03:02	59,49 Hz	2,17%	100%	Déclenchement par relai de gaz	3	

s/o : sans objet car ACE à T-4 est positif

\* 1 : causes naturelles (météo) 2 : incident, intervention humaine 3 : bris d'appareillage/défaut logiciel

Ainsi, il semble que le 4 décembre à 15h05, le déclenchement de deux lignes de transport entre La Vérendrye et Grand-brulé/Chénier ait causé la perte de 5 groupes de la centrale LG-2 (1476 MW), suivi d'une perte de charge de 505 MW.

Le même rapport liste plusieurs autres événements du même ordre de grandeur. Il n'est pas clair pourquoi l'événement du 4-5 décembre en particulier a mené à des achats d'urgence de cette envergure. Il est encore moins clair pourquoi cet événement a fait en sorte que « L'électricité patrimoniale n'était pas acheminable... », surtout considérant que HQP s'est avéré être en mesure d'acheminer au Distributeur 2000 MW en électricité post patrimoniale via les achats de court terme.

Il a été confirmé dans plusieurs débats devant la Régie au fil des ans que, afin de rencontrer son obligation de fournir l'électricité patrimoniale au Distributeur, HQP peut utiliser n'importe quelle ressource à laquelle il a accès, y compris les achats à court terme et les importations. Par exemple, dans un passage concernant la désignation de ressources, la Régie a écrit :

[123] Le Producteur doit pouvoir effectuer des achats de court terme afin de satisfaire à son obligation de fournir l'électricité patrimoniale conformément au décret patrimonial<sup>26</sup>.

L'art. 1 du Décret patrimoniale<sup>27</sup> précise :

<sup>26</sup> D-2012-010 (R-3669-2008 Phase 2), p. 30, paragraphe 123.

<sup>27</sup> Décret 1277-2001, Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale (24 octobre 2001)

1. L'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur ou rappelée par ce dernier en vertu des contrats spéciaux ou des ententes de services comportant des clauses de puissance interruptible en vigueur le 1er janvier 2001 ; (nos soulignés)

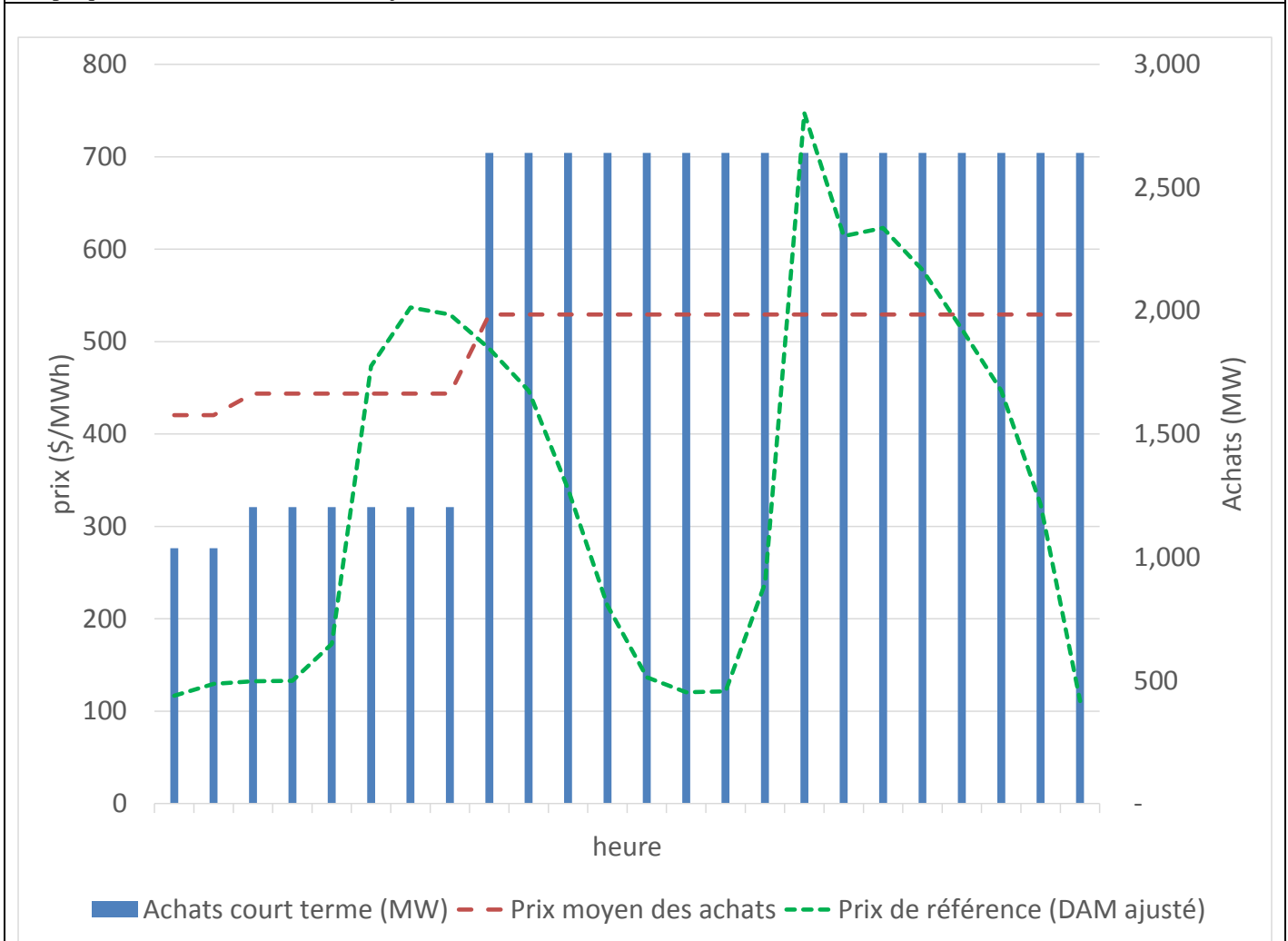
Considérant que l'électricité patrimoniale peut provenir de n'importe quelle source, nous nous expliquons mal comment un événement réseau peut avoir pour effet de rendre l'électricité patrimoniale « inacheminable », si les chemins d'importation demeuraient ouverts. Selon notre lecture du Décret patrimonial et des décisions de la Régie pertinentes, un tel événement n'aurait que pour effet d'imposer le choix d'une autre source d'électricité, sans pour autant exempter HQP de son obligation de respecter le Décret patrimonial. Dans ce contexte, pourquoi le Distributeur a-t-il été contraint d'acheter de l'énergie post patrimoniale auprès d'HQP, à un prix moyen de 166,41\$/MWh, alors qu'il aurait pu prendre cette même énergie à titre d'électricité patrimonial?

Nous espérons obtenir des réponses satisfaisantes à ces questions lors des audiences.

#### **2.4.2 Le 28 janvier 2014**

Un autre cas qui retient l'attention est celui du 28 janvier 2014. Le Graphique 7 présente des pics importants à cette date, indiquant des écarts entre les coûts d'achats et le coût de dépassements en quantités équivalentes. Ces achats de plus de 3000 MW se remarquent aussi au Graphique 2 et Graphique 3. Le **Graphique 8** présente le détail des achats du 28 janvier.

Graphique 8. Achats court terme du 28 janvier 2014



Les barres bleues indiquent les achats de court terme effectués par le Distributeur le 28 janvier, soit 756 MW pendant toutes les heures, plus environ 1400 MW pendant les heures de pointe. Cet achat aux heures de pointe a été fait auprès d'HQP, au prix stupéfiant de 600\$/MWh.

La ligne verte (pointillée) indique le prix de référence pour chaque heure du jour<sup>28</sup>. On remarque que, sauf durant 3 des 16 heures du contrat (de 17h à 20h), le prix de l'achat à HQP dépasse de loin ces prix de référence, selon lesquels cet achat n'aurait coûté que 9,6 M \$, comparativement aux 13,8 M \$ payés

<sup>28</sup> Prix de référence selon le Suivi de l'Entente cadre, soit le prix DAM à New York, ajusté.

à HQP. Au prix de dépassements, pendant ces heures — dont 11 sur 16 se trouvaient parmi les 300 heures de plus forte demande selon l'Entente cadre — les coûts auraient été similaires à ceux selon ce prix de référence, soit de 9,1 M \$.

Le Suivi achats court terme 2014 donne le prix de référence pour cet achat comme étant le prix Masshub de l'ISO-NE plutôt que le Zone A de l'ISO-NY. Ce prix Masshub est cité à 695,28\$/MWh, soit encore plus élevé que le prix d'achat auprès d'HQP.

Toutefois, cette information ne règle pas toutes les questions. Aucune explication n'est fournie sur les raisons ayant mené au choix du prix de référence, ni à quel moment ce prix a été fixé. Il est possible que le document confidentiel Suivi par contreparties permettra de justifier cet achat. En l'absence d'une justification, des questions se posent à l'égard de sa prudence.

Le Suivi court terme 2014 précise une « Date légale » pour cette transaction du 28 janvier 2014, soit quatre jours en avance (24 janvier). On présume qu'il s'agit du moment où l'entente d'achat a été conclue. Il serait important également de comprendre pourquoi le Distributeur s'est engagé, quatre jours en avance, à des prix si élevés (deux fois plus grand que le coût d'un dépassement pendant les 300 heures).

Finalement, il importe également de vérifier si HQP avait réellement la possibilité de vendre cette quantité d'énergie en Nouvelle-Angleterre pendant ces heures. Si de la congestion sur les lignes (vraisemblablement créée par d'autres ventes d'HQP) avait empêché une telle vente, le véritable prix « de marché » au Québec n'aurait pas été égal à celui de l'ISO-NE. Selon la théorie bien connue de ce type de marché, les prix de deux régions séparées par une ligne de transport congestionnée ne sont pas identiques.

Étant donné l'importance de ces transactions de court terme au Québec, notamment mais pas exclusivement entre HQP et HQD, il devient urgent de réfléchir davantage sur la façon dont les prix de ces transactions doivent être fixés.

### **3 Coûts évités**

Les coûts évités jouent un rôle important dans la planification et la tarification du Distributeur, notamment à l'égard du PGEÉ. Dans une réponse à une DDR, le Distributeur nous a référé à un



document du dossier R-3610-2006 pour des détails sur sa méthodologie de calcul des coûts évités<sup>29</sup>. Ce document explique que le signal de coût évité retenu est utilisé pour tous les programmes commerciaux ou options analysés par le Distributeur, dont le PGEÉ, les options de puissance et les structures tarifaires. Dans le cas du PGEÉ, le coût évité est un intrant pour calculer le potentiel technico-économique des mesures d'efficacité énergétique, pour calibrer l'offre commerciale, pour vérifier la rentabilité des programmes ou mesures d'économie d'énergie (TCTR et TNT), et pour mesurer l'impact tarifaire du PGEÉ<sup>30</sup>.

### **3.1 Coût évité en énergie en hiver**

La méthode utilisée par le Distributeur pour fixer les coûts évités comporte une composante énergie et une composante puissance. Depuis plusieurs années, le Distributeur distingue entre le coût évité d'énergie en période hivernale (décembre à mars) et en période estivale. Soulignons toutefois que le document de R-3610-2006 cité ci-dessus ne fait pas état de cette distinction.

Dans le contexte actuel, le Distributeur est confronté par des surplus en période estivale et par des déficits d'énergie en période hivernale. Ainsi, le coût évité de l'énergie en été se base sur le coût de l'électricité patrimoniale, tandis qu'en hiver, il se base sur « le coût d'achats en hiver sur les marchés de court terme<sup>31</sup> ».

Le Distributeur évalue ce coût évité de l'énergie en hiver à 6,6 ¢/kWh (\$ 2015)<sup>32</sup>, sans toutefois préciser la source de ce chiffre.

#### **3.1.1 Selon les achats réels de 2014**

Selon le Suivi des activités d'achat et de vente du Distributeur pour 2014, les achats pour les mois de janvier à mars se résument comme suit :

---

<sup>29</sup> HQD-16, doc. 7, p. 29, R34.3, faisant référence à R-3610-2006, HQD-15, doc. 2, Annexe A.

<sup>30</sup> Ibid., acétate numéro 39, page 23.

<sup>31</sup> HQD-4, doc. 4, p. 5, lignes 4-5.

<sup>32</sup> Ibid., ligne 8.

	MWh	\$/MWh	\$
<b>Bilatérales</b>	2,212,229	145.60	322,096,599
<b>Bourses</b>	463,540	248.95	115,399,607
<b>TOTAL</b>	<b>2,675,770</b>	<b>163.50</b>	<b>437,496,206</b>

Les achats de court terme en décembre 2014 sont indiqués au Tableau 10.

	MWh	\$/MWh	\$
<b>Bilatérales</b>	324,417	76.93	24,957,674
<b>Bourses</b>	55,216	192.34	10,620,031
<b>TOTAL</b>	<b>379,633</b>	<b>93.72</b>	<b>35,577,705</b>

Ainsi, le Tableau 11 résume donc les achats de court terme pendant les mois hivernaux de 2014.

	MWh	\$/MWh	\$
<b>Bilatérales</b>	2,536,646	136.82	347,054,273
<b>Bourses</b>	518,756	242.93	126,019,638
<b>TOTAL</b>	<b>3,055,403</b>	<b>154.83</b>	<b>473,073,911</b>

En hiver 2014, le coût moyen des achats de court terme du Distributeur était donc de 154,83 \$/MWh, soit **2,3 fois plus élevé** que le chiffre utilisé par le Distributeur pour fixer ses coûts évités — quant à lui basé sur « le coût d'achats en hiver sur les marchés de court terme ».

Quel est le coût évité pour l'énergie en hiver qui découle de ces données? Le coût évité ne consiste pas en le *coût moyen* des achats à court terme pendant l'hiver, mais plutôt en la moyenne des coûts marginaux sur chaque heure de l'hiver. Ainsi, une mesure d'efficacité énergétique qui réduit par 1 kW la demande d'un client pendant toutes les heures de l'hiver (par exemple, une mesure touchant l'enveloppe thermique d'une maison) évitera l'achat d'un kilowattheure pendant *chacune des heures de l'hiver*. Combien une telle mesure aurait-elle fait économiser à HQD sur ses achats à court terme pendant les mois hivernaux de 2014?

Étant donné que plusieurs transactions ont souvent lieu en même temps, à des prix différentes, pendant une heure donnée, il y a deux façons de faire ce calcul : sur le coût *moyen* par heure ou sur le coût *maximal* par heure. Logiquement, c'est le coût maximal qui devrait être utilisé, étant donné que, si la demande s'abaisse de 1 kW, HQD retranchera 1 kW de son fournisseur le plus cher.

Pour les heures hivernales où il n'y a pas d'achats de court terme, pour suivre la logique du Distributeur pour les coûts évités en été, nous avons utilisé le prix de l'électricité patrimoniale de 28\$.

Selon cette approche, l'utilisation des achats réels de court terme de 2014 pour fixer les coûts évités en énergie pour la période hivernale donnerait des coûts évités de **16,68 cents/kWh**, soit **2,5 fois plus grands que les valeurs présentées par le Distributeur dans son dossier tarifaire**. Sur les 2904 heures dans les mois d'hiver (dans une année non bisextile), ces chiffres équivalent à une réduction des coûts d'approvisionnements de 191,66\$ par kilowatt-hiver (selon les coûts évités de 66\$/MWh), ou de 484,39\$ par kilowatt-hiver (selon les coûts à la marge en 2014).

Cette différence est évidemment très importante. Si le chiffre réel avait été connu en avance et utilisé dans la prise de décision sur le PGEÉ et d'autres programmes, il aurait sans doute mené à des choix différents.

Cela dit, il faut reconnaître que l'année 2014 était exceptionnelle. Dans la prochaine section, nous examinerons les résultats d'autres années récentes.

### 3.1.2 Regard sur les années antérieures

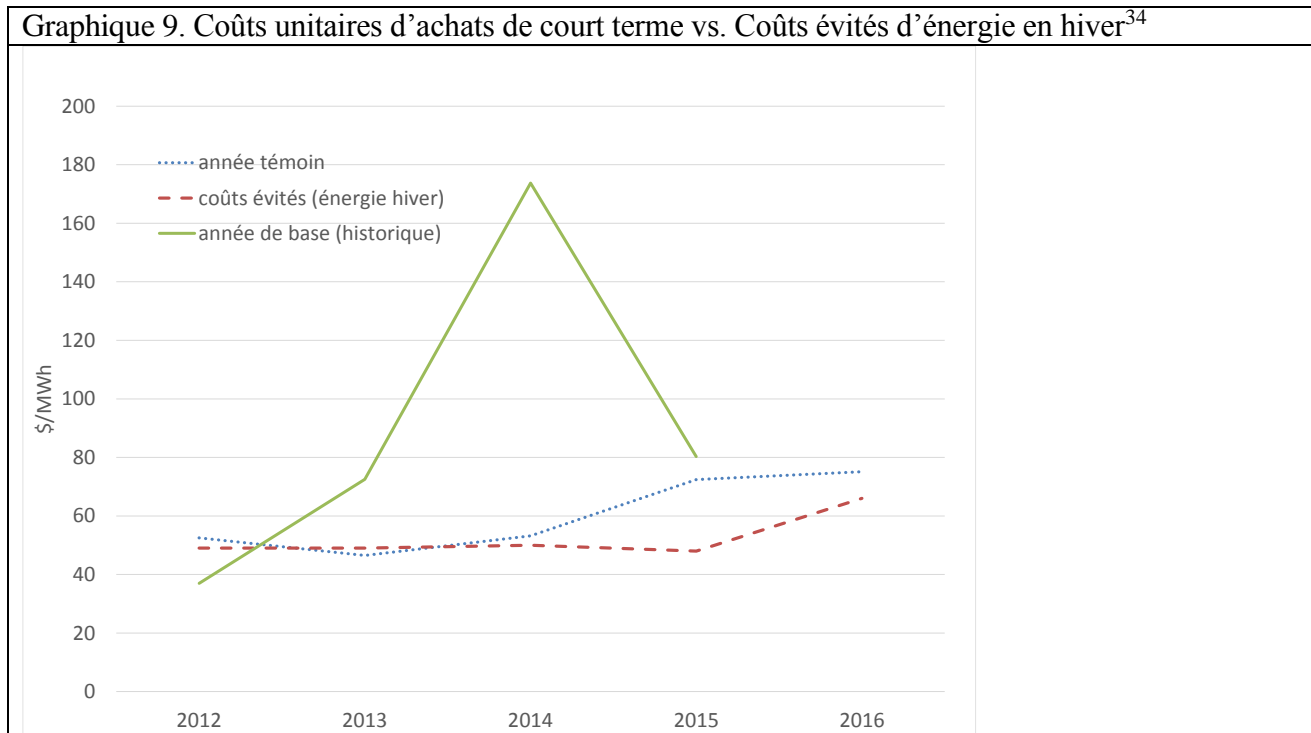
Comme noté ci-dessus, le Distributeur n'indique ni la source ni la méthode pour son estimation de 66\$/MWh pour le coût évité de l'énergie en hiver dans le présent dossier. Par contre, dans le document sur les Approvisionnements, il note, comme il le fait chaque année, que son « évaluation du coût des approvisionnements de court terme est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2015 »<sup>33</sup>. Le coût qui se trouve au tableau qui s'en suit pour l'année témoin 2016 est de 75,1\$/MWh. On peut présumer, sujet à confirmation lors des audiences, que l'estimation de 66\$/MWh dans les coûts évités proviendrait de la même source, peut-être à une ou des date(s) différente(s), et se limitant aux mois d'hiver.

Il semble donc que, selon la méthode utilisée par le Distributeur, les coûts évités se basent toujours sur les prix à terme, c'est-à-dire l'estimation du marché des prix pour l'année à venir, sans aucunement tenir compte de la divergence entre ces estimations et la réalité qui s'en suit.

---

<sup>33</sup> HQD-6, doc. 1, p. 11, note 5.

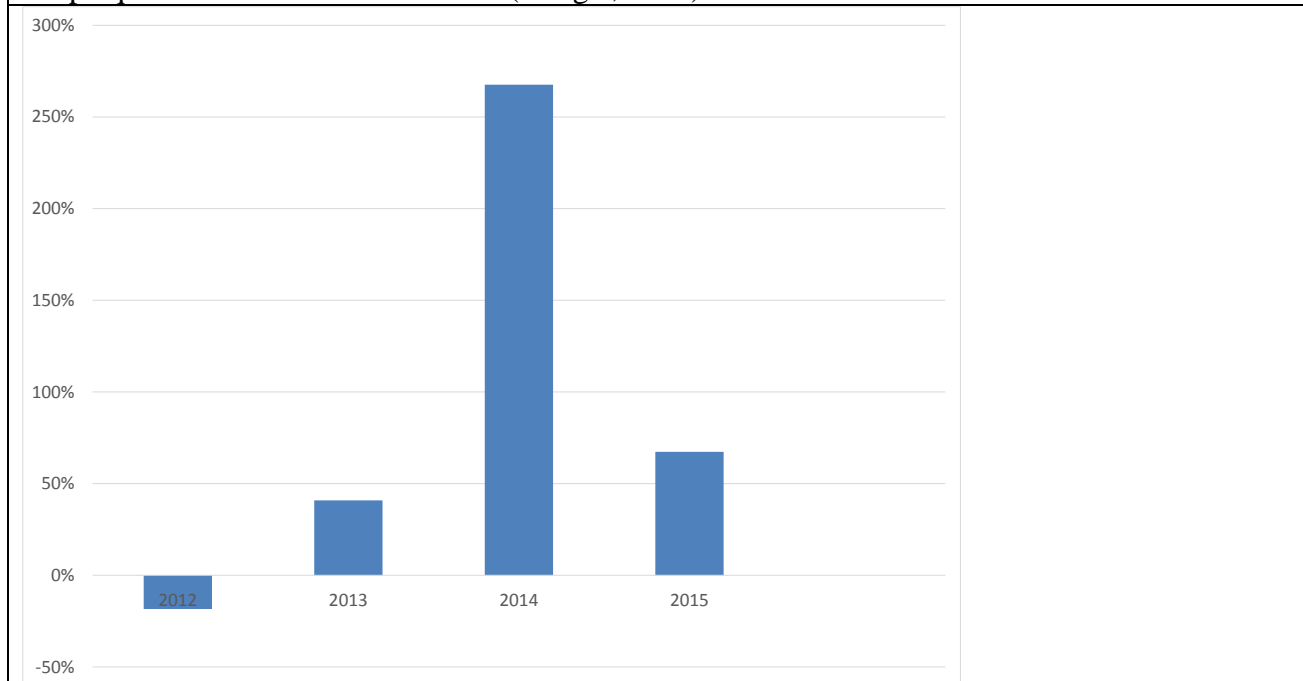
Le Graphique 9 trace l'historique des dernières années, en suivant les projections du coût unitaire d'achats de court terme pour l'année témoin (ligne bleue pointillée), les coûts évités d'énergie en hiver (ligne rouge en tirées), et les coûts unitaires d'achats de court terme réellement encourus (ligne verte).



On remarque que, depuis 2013, les coûts réels ont été significativement plus élevés que les estimations chaque année, et non seulement en 2014. Le Graphique 10 indique l'écart pour chaque année.

<sup>34</sup> Données de documents Coûts évités et Approvisionnements des dossiers R-3776-2011, R-3814-2012, R3854-2013, R-3905-2014 et le présent dossier. Pour 2015, nous avons substitué la valeur pour l'année de base du présent dossier pour celle de l'année historique, qui n'est pas encore connue.

Graphique 10. Écart entre coûts évités (énergie, hiver) et coûts réels d'achats de court terme

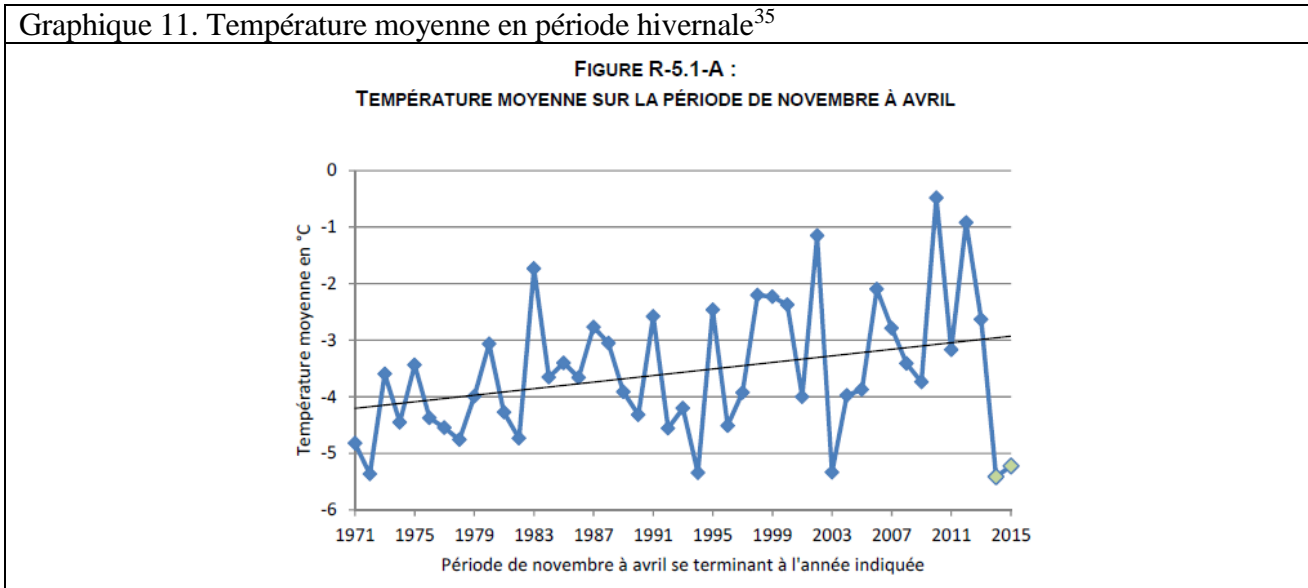


Par ailleurs, il importe de souligner que la comparaison faite ici est entre l'estimation du coût évité (énergie) en hiver et le coût moyen d'achats de court terme pour l'année au complet. Toutefois, étant donné que la vaste majorité des achats de court terme se font en hiver, la distorsion ainsi créée doit être très limitée.

Ces résultats démontrent que, même si les résultats de 2014 sont exceptionnels, il est en fait commun que les coûts réels des achats de court terme divergent très significativement des niveaux estimés selon la méthode appliquée par le Distributeur.

Le Graphique 11 indique les températures moyennes de novembre à avril durant les dernières décennies.

Graphique 11. Température moyenne en période hivernale<sup>35</sup>



Sur ce graphique, la ligne croissante indique la tendance de la température moyenne alors que la ligne bleue témoigne de la fluctuation des températures d'une année à l'autre. Les années 2014 et 2015 étaient effectivement des années exceptionnellement froides. Toutefois, l'année 2013 était *plus chaude* que la moyenne récente (la tendance). Malgré ce fait, le coût unitaire des achats réels de court terme dépassait les estimations, basées sur les prix à terme en avril de l'année antérieure, par **41%**. Cela démontre que la température n'est pas le seul facteur en jeu.

Il n'y a rien de surprenant dans le fait que la réalité ne suive les prévisions que partiellement. S'il est vrai que le prix des marchés à terme reflète parfaitement les points de vue de ses participants sur les niveaux de prix de l'année prochaine, ces participants ne sont pas omniscients, ni individuellement ni collectivement.

Cette réalité a été reconnue par la Régie par la création du compte de *pass on*, en vertu duquel les coûts payés par les consommateurs pour les approvisionnements dépendent des coûts réels, et non des coûts prévisionnels. L'analyse présentée ici suggère qu'il serait important de créer un mécanisme similaire à l'égard des coûts évités.

<sup>35</sup> HQD-6, doc. 3, p. 7, R5.1A.

### **3.2 Coût évité en puissance**

Le signal de prix retenu par le Distributeur pour la puissance est, pour les hivers 2015-2016 et 2016-2017, de 20\$/kW-hiver. À compter de l'hiver 2018-19, il augmente à 106\$/kW-hiver (\$ 2015, indexé).

Pour calculer le coût évité en puissance par kWh, on divise le coût évité en \$/kW-hiver par le nombre d'heures en hiver (2904). Ainsi, le coût évité actuel de 20\$/kW-hiver se traduirait par 0,69¢/kWh pour les usages d'hiver, dont le chauffage. Après 2018-19, le coût évité en puissance passera à environ 3,65 ¢/kWh (en \$ de 2015).

### **3.3 Coûts évités par usage**

Suivant la méthodologie présentée par le Distributeur en R-3610-2006<sup>36</sup>, tous les coûts évités comptent trois composantes : « Fourniture – Transport », « Transport – Charge Locale » et « Distribution ». En l'adaptant pour inclure la distinction hiver-été, la composante « Fourniture – Transport » du coût évité pour un usage particulier serait composé de :

- Le coût évité en énergie en hiver, multiplié par le pourcentage de l'utilisation en hiver;
- Le coût évité en énergie en été, multiplié par le pourcentage de l'utilisation en été; et
- Le coût évité en puissance, multiplié par le pourcentage de l'utilisation en hiver.

À titre d'exemple, faisons ces calculs pour le Chauffage des locaux pour le tarif D, en utilisant d'une part les coûts évités 2014 selon le Distributeur, et d'autre part les coûts réels du dernier kWh acheté à chaque heure. Les coûts évités en 2014 était de 5,0 cents/kWh pour l'énergie en hiver, de 2,7 cents/kWh pour l'énergie patrimoniale, et de 10\$/kW-hiver pour la puissance<sup>37</sup>.

---

<sup>36</sup> La méthodologie pour déterminer les coûts évités pour un usage particulier est décrit à l'acétate 28 de l'Annexe A.

<sup>37</sup> R-3854-2013, HQD-3, doc. 4, p. 5-6.

<b>Selon les coûts évités 2014</b>	$(5,0 * 70\% + 2,7 * 30\% + ,34) * (1 + 3,83\%)$ <b>= 4,83<sup>38</sup></b>
<b>Selon les coûts d'achats court terme en hiver 2014</b>	$(166,8 * 70\% + 2,7 * 30\% + ,34) * (1 + 3,83\%)$ <b>= 13,32</b>

Ainsi, l'utilisation des coûts réels des achats court terme en hiver 2014 plutôt que les estimations faites l'année précédente aurait haussé le coût évité Fourniture – Transport pour le chauffage des locaux (tarif D) de 4,83 à 13,32 cents/kWh en 2014, soit **par un facteur de 2,75**.

En rajoutant les montants pour le Transport – Charge locale et pour la Distribution, on obtient :

<b>Selon les coûts évités 2014</b>	$4,83 + 1,65 + 0,6$ <b>= 7,08<sup>39</sup></b>
<b>Selon les coûts d'achats court terme en hiver 2014</b>	$13,32 + 1,65 + 0,6$ <b>= 15,57</b>

Ainsi, l'utilisation des coûts réels des achats court terme en hiver 2014 plutôt que les estimations faites l'année précédente aurait haussé le coût évité total pour le chauffage des locaux (tarif D) de 7,08 à 15,57 cents/kWh en 2014, soit **par un facteur de 2,2**.

Il va de soit que si les tests économiques du PGEÉ et d'autres programmes commerciaux et options tarifaires avaient été faits avec des coûts évités **deux fois plus grands**, les résultats auraient probablement été significativement différents.

### 3.4 Conclusion

Le coût évité en énergie en hiver est basé sur le prix des achats de court terme en hiver. L'utilisation des achats de court terme pendant les mois hivernaux de 2014 donnerait un coût évité beaucoup plus élevé que le chiffre utilisé au dossier tarifaire. Même si l'écart était moins grand en 2013 ou en 2015, il semble clair que le prix moyen des achats réels à court terme en hiver dépasse de loin les 66 \$/MWh

<sup>38</sup> La valeur indiquée au Tableau A-1 de R-3854-2013, HQD-3, doc. 4, Annexe A est plutôt de 4,47 cents.

<sup>39</sup> La valeur indiquée au Tableau A-1 de R-3854-2013, HQD-3, doc. 4, Annexe A est plutôt de 6,99 cents.



utilisé par HQD. Étant donné la magnitude de ces écarts, il devient urgent de mettre à jour le mode de calcul des coûts évités en énergie.

Étant donné que ce coût peut varier beaucoup d'une année à l'autre, il serait souhaitable d'identifier une méthode objective pour en tenir compte, peut-être par le biais d'une moyenne mobile qui combine les coûts réels des années antérieures avec les prix à terme courants, ou bien par une analyse probabiliste qui tient compte du fait que les coûts évités varient grandement en fonction des aléas climatiques.

Nous suggérons à la Régie de demander au Distributeur d'en faire une proposition lors du prochain dossier tarifaire.

## 4 Réseaux autonomes

### 4.1 Tarifs

Dans sa preuve<sup>40</sup>, HQD fait état des démarches entreprises depuis 2012 concernant la tarification de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D au nord du 53<sup>e</sup> parallèle :

- En D-2012-024, la Régie demandait à HQD de présenter une mise à jour de la tarification dissuasive;
- En R-3854-2013, HQD proposait de rehausser le tarif de la 2<sup>e</sup> tranche au rythme de 8% par année en sus de la hausse tarifaire moyenne afin d'« accentuer graduellement le signal de prix (...) et dans le but de réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche, notamment le chauffage d'appoint<sup>41</sup> ». Plus précisément, il a été proposé de « accentuer graduellement le signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie pour qu'il reflète éventuellement le coût évité ... au rythme de 8% par année en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques »<sup>42</sup>. Il est ajouté, en note de bas de page, qu'« il s'agit d'une majoration de plus de 80 % »<sup>43</sup>.

---

<sup>40</sup> HQD-14, doc. 2, p. 23.

<sup>41</sup> Ibid.

<sup>42</sup> R-3854-2013, HQD-13, doc. 2, page 26.

<sup>43</sup> Ibid., note 32.

- La Régie a accepté cette demande, mais aussi une demande de reporter son application « afin de permettre, en collaboration avec toutes les parties concernées, la mise en œuvre de mesures pour réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche et l'impact sur la facture d'électricité de la clientèle<sup>44</sup> »;
- Une étude a été réalisée en 2014 qui démontre « que les clients qui consomment davantage en 2<sup>e</sup> tranche ont recours, dans une proportion importante, au chauffage électrique d'appoint<sup>45</sup> ».
- En réponse à une demande en D-2015-013, HQD précise qu'environ 8% des besoins en énergie en Nunavik en 2014 sont attribuables au chauffage d'appoint;
- Étant donné qu'un plan d'action est en cours d'élaboration avec l'ARK et la Société Makivik, le Distributeur propose maintenant de mettre en application une augmentation graduelle du prix de la 2<sup>e</sup> tranche.

Ainsi, pour 2016, le Distributeur propose une augmentation de 8% pour la 2<sup>e</sup> tranche, en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs. Il l'explique :

Ainsi, en appui aux mesures déployées, un signal de prix plus accentué sera offert pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il existe une source d'énergie alternative moins coûteuse.<sup>46</sup>

## **4.2 Coûts évités et mesures d'efficacité énergétique**

Les coûts évités pour les RA sont présentés, par communauté, au dossier tarifaire<sup>47</sup>. Pour Nunavik, les coûts évités totaux varient entre 55,90 et 69,50 cents/kWh, comparé à 9,5 cents/kWh (en annuité constante) pour les clients au tarif D (tous les usages)<sup>48</sup>. Le coût du combustible représente plus de 75% du coût évité en énergie<sup>49</sup>.

---

<sup>44</sup> D-2014-037; HQD-14, doc. 2, p. 23, lignes 18-20.

<sup>45</sup> Ibid., lignes 24-26. L'étude est fournie en HQD-16, doc. 7, Annexe B.

<sup>46</sup> Ibid., p. 24, lignes 6-8.

<sup>47</sup> HQD-4, doc. 4, p. 9.

<sup>48</sup> HQD-4, doc. 4, p. 13, Tableau A-1.

<sup>49</sup> HQD-16, doc. 7, p. 30.

HQD indique qu'il « continuera de favoriser toutes les mesures rentables dans les RA<sup>50</sup> ». En réponse à la demande de préciser l'ensemble des mesures qui seraient rentables dans les RA, étant donné leurs coûts évités, il précise que l'ensemble des mesures mentionnées à la section 3.4 de HQD-10, doc. 1 sont rentables<sup>51</sup>.

Cette section fait mention des mesures suivantes :

- La sensibilisation (p. 22, ligne 1),
- La promotion d'une autre source d'énergie que l'électricité pour le chauffage d'appoint (p. 22, ligne 3),
- Des minuterics pour les chauffe-moteurs (ligne 5),
- Un programme d'éclairage efficace (lignes 8-9),
- Travaux d'isolation des entretoits (ligne 22),
- Remplacement d'ampoules extérieures à DEL (ligne 23),
- Installation de la trousse de produits économiseurs d'eau et d'énergie (ligne 24).

Par ailleurs, l'étude du Potentiel technicoéconomique d'efficacité énergétique dans les RA de 2012 démontre que les mesures touchant l'éclairage représentent, et de loin, l'élément dominant du PTÉ pour le Nunavik.

---

<sup>50</sup> HQD-10, doc. 1, p. 20.

<sup>51</sup> HQD-16, doc. 7, p. 21, R23.1.

Tableau 14. Principales mesures du PTÉ électrique (Nunavik)<sup>52</sup>

**Tableau 8 – Principales mesures du PTÉ électrique – Nunavik**

Principales mesures électriques	MWh
Fluorescent compact - Résidentiel	2 201
Remplacement des T8 32W par des T8 25W - CI	1 745
CMNÉB (97) + 40 % - CI	1 241
Réduction des heures - téléviseurs - Résidentiel	1 139
Fluocompacts en rempl. d'incandescents - CI	953
Détecteurs d'occupation pour l'éclairage- CI	925
Amélioration des systèmes de ventilation - CI	724
Téléviseurs Energy Star - Résidentiel	522
DEL au lieu de fluorescent compact - Résidentiel	519
Recommissioning - CI	504
Arrêt de la ventilation en période inoccupée - CI	444
DEL en remplacement des fluocompacts - CI	270

### 4.3 L'étude sur l'utilisation de l'électricité de 2<sup>e</sup> tranche en Nunavik

La politique tarifaire du Distributeur à l'égard de la 2<sup>e</sup> tranche en RA repose en grande partie sur l'étude « Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik », préparée par la firme Opinion Impact en mai 2015<sup>53</sup>. Selon le Distributeur :

Les résultats ont démontré que les clients qui consomment davantage en 2<sup>e</sup> tranche ont recours, dans une proportion plus importante, au chauffage électrique d'appoint<sup>54</sup>.

Le terme « chauffage d'appoint » est défini par l'Institut d'assurance comme « Chauffage complémentaire au chauffage principal<sup>55</sup> ». L'Office de la langue française note qu'il s'agit d'« un complément de chauffage par l'électricité pendant les nuits d'hiver<sup>56</sup> ». Ainsi, ce terme fait référence généralement à l'utilisation de l'électricité afin de chauffer un local qui est déjà muni d'un autre

<sup>52</sup> Potentiel technicoéconomique d'efficacité énergétique dans les RA, R-3854-2013, HQD-9, doc. 2, B-0038, page 12. « La mesure d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments de la nouvelle construction du secteur CI, identifiée comme CMNÉB4 (97) +40 %, concerne majoritairement l'éclairage. »

<sup>53</sup> HQD-16, doc. 7, Annexe B.

<sup>54</sup> HQD-14, doc. 2, p. 23, lignes 24 à 26.

<sup>55</sup> <http://www.iadq.qc.ca/centre-linguistique/c.html?page=3&lexique=FA>

<sup>56</sup> [http://www.granddictionnaire.com/ficheOqlf.aspx?Id\\_Fiche=8882612#eng](http://www.granddictionnaire.com/ficheOqlf.aspx?Id_Fiche=8882612#eng)

système de chauffage. Or, une lecture attentive de l'étude d'Opinion Impact démontre qu'il n'est pas fondé d'associer la consommation en 2<sup>e</sup> tranche avec le « chauffage d'appoint » au Nunavik.

Cette étude est basée sur des entrevues avec 346 ménages au Nunavik, parmi les 5150 comptes au tarif D. Elle les divise en quatre groupes en fonction de leur utilisation de la 2<sup>e</sup> tranche, comme suit :

	<b>Consommation en 2<sup>e</sup> tranche</b>	<b>Consommation annuelle</b>
Rouge	À toutes les périodes	Dépasse par 30% le seuil de 30 kWh/j
Bleu		Ne dépasse pas par 30% le seuil de 30 kWh/j
Vert	En certaines périodes	
Mauve	Jamais	

Le tableau suivant indique le nombre de chaque groupe dans l'échantillon de l'étude ainsi que le pourcentage de la population de Nunavik qui en fait partie. On constate que le groupe Rouge représente seulement 5% de la population, et le groupe Bleu seulement 2%.

		étude		comptes clients	
		N	%	nombre	
<b>Rouge</b>		71	5%	258	
<b>Bleu</b>		49	2%	103	
<b>Vert</b>		88	26%	1339	
<b>Mauve</b>		138	67%	3451	
<b>TOTAL</b>		346	100%	5150	

Ainsi, 67% des ménages ne consomment jamais dans la 2<sup>e</sup> tranche (la catégorie Mauve), et seulement 7% (les catégories Rouge et Bleu) le font à toutes les périodes.

Le sondage indique qu'un pourcentage beaucoup plus grand de la catégorie Rouge que des autres catégories possèdent des chaufferettes, ce qui semble soutenir la conclusion du Distributeur.

	<b>Rouge</b>	<b>Bleu</b>	<b>Vert</b>	<b>Mauve</b>
Taux de diffusion dans chaufferettes dans la maison ou les remises	42%	20%	20%	7%

Toutefois, si on regarde de plus près, on constate que les chaufferettes de la catégorie Rouge se trouvent surtout dans les remises, et non dans les maisons.

Tableau 17. Taux de diffusion des chaufferettes dans les maisons et dans les remises

	Rouge	Bleu	Vert	Mauve
Taux de diffusion dans chaufferettes dans la maison	14%	8%	12%	2%
Taux de diffusion dans chaufferettes dans les remises	34%	16%	10%	5%

Seulement 14% des ménages de la catégorie Rouge ont des chaufferettes dans la maison. Étant donné que seulement 5% des ménages au Nunavik sont de la catégorie Rouge, cela implique que seulement 0,7% (14% de 5%) des comptes clients ont des chaufferettes dans la maison, donc un chauffage d'appoint, et consomment dans la 2<sup>e</sup> tranche à toutes les périodes de l'année de manière à dépasser par 30% le seuil de 30 kWh/j. Il s'agit donc de 36 ménages sur toute la population de Nunavik, comme l'indique le Tableau 18.

Tableau 18. Chaufferettes dans la maison

	échantillon		Nunavik	
	%	ménages	%	ménages
<b>Rouge</b>	14%	10	0.7%	36
<b>Bleu</b>	8%	4	0.2%	8
<b>Vert</b>	12%	11	3.1%	161
<b>Mauve</b>	2%	3	1.3%	69
<b>TOTAL</b>	36%	27	5.3%	274

La pénétration de chaufferettes dans les remises, par contre, est au moins deux fois plus grande dans les catégories Rouge et Bleu, comme l'indique le Tableau 19.

Tableau 19. Chauffeuses dans les remises

	échantillon		Nunavik	
	%	ménages	%	ménages
<b>Rouge</b>	34%	24	1.7%	88
<b>Bleu</b>	16%	8	0.3%	16
<b>Vert</b>	10%	9	2.6%	134
<b>Mauve</b>	5%	7	3.4%	173
<b>TOTAL</b>	65%	48	8%	410

Cette distinction est très importante parce que, quoique les maisons aient toutes des systèmes de chauffage au mazout, les remises n'en ont vraisemblablement pas.

La justification présentée par le Distributeur est d'offrir « un signal de prix plus accentué ... pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il existe une source d'énergie alternative moins coûteuse »<sup>57</sup>. Existe-t-il une source d'énergie alternative moins coûteuse — et sécuritaire — pour le chauffage des remises? Notre demande de « préciser quelles sont les sources d'énergie autres que l'électricité que le Distributeur promeut comme chauffage d'appoint » a été répondue par un renvoi à la réponse 5.1 à la DDR #2 du GRAME, qui se lit comme suit :

Le Distributeur continue toujours d'offrir le programme *Utilisation efficace de l'énergie* (PUEÉ). Le Distributeur examine présentement les différentes sources d'énergie autres que l'électricité pour le chauffage d'appoint qui seraient acceptées par la communauté<sup>58</sup>.

Il semble donc que, en date d'aujourd'hui, le Distributeur n'a pas d'autre solution à offrir à ceux qui ont besoin de chauffer une remise.

À quoi sert une remise au Nunavik? Selon l'étude d'Opinion Impact, 59% des ménages de la catégorie Rouge ont des remises et l'utilisent pour des activités. Parmi ces ménages, 83% utilisent leur remise pour des réparations mécaniques, 17% pour « couper de la viande en morceaux » et 39% pour des arts ou des artisanats. Les chiffres sont similaires dans les autres catégories, avec un taux d'utilisation des remises pour couper de la viande encore plus élevé dans les catégories Vert et Mauve.

Il est donc clair qu'une partie importante de l'électricité consommée en 2<sup>e</sup> tranche en Nunavik l'est pour chauffer des remises, qui n'ont pas de systèmes de chauffage au mazout et qui sont utilisées pour des

<sup>57</sup> HQD-14, doc. 2, p. 24, lignes 6-8.

<sup>58</sup> HQD-16, doc. 5.1, p. 18-19, R5.1.

activités importantes dans la vie des gens. Il est trompeur d'appeler cette utilisation « chauffage d'appoint ».

Cette observation remet en question le bien-fondé d'une politique tarifaire qui repose sur la création d'un effet dissuasif sur l'utilisation de l'électricité « alors qu'il existe une source d'énergie alternative moins coûteuse ». Le Distributeur termine cette section de sa preuve en précisant que ces mesures « offriront à la clientèle des moyens de (...) réduire » cette consommation en 2<sup>e</sup> tranche. Force est de constater que ces mesures tarifaires n'offrent aucunement des « moyens pour réduire » la consommation en 2<sup>e</sup> tranche, mais plutôt une tarification punitive pour ceux qui consomment dans cette tranche, y compris lorsque cette consommation est nécessaire à la poursuite d'activités quotidiennes ou traditionnelles.

Le Distributeur fait part également d'une série d'audits énergétiques qui révèlent « que l'isolation thermique et l'étanchéité à l'air ne présentent pas de faiblesses significatives et ne peuvent être améliorées que si des travaux de rénovations majeures sont envisagés<sup>59</sup> ». En réponse à une demande de renseignements, il explique :

Pour les 50 bâtiments audités, peu d'entretien était requis à l'extérieur et à l'intérieur des bâtiments. À l'exception d'un audit sur cinquante, l'isolation a été jugée adéquate. Les cotes *Énerguides* obtenues se situaient entre 73 et 85 sauf pour trois bâtiments. D'où la conclusion du Distributeur à l'effet que « généralement » les maisons ne nécessitent pas le recours à du chauffage électrique d'appoint<sup>60</sup>.

Cette conclusion est difficilement conciliable avec le tableau suivant, tiré de l'étude d'Opinion Impact :

---

<sup>59</sup> HQD-10, doc. 1, p. 21, lignes 21-23.

<sup>60</sup> HQD-16, doc. 7, p. 23, R25.4.



Tableau 20. Condition générale des maisons, selon l'Étude Opinion Impact

Condition générale des maisons				
N = 346	Rouge (n=71) %	Bleu (n=49) %	Vert (n=138) %	Mauve (n=88) %
Infiltrations d'air/fuites autour des fenêtres	42	49	46	35
Fenêtres brisées	18	22	23	15
Portes d'entrée ferment mal/laisser passer l'air	51	59	41	39
Murs froids	28	29	28	31
Planchers froids	65	67	62	60

Source : Q14.2 à 14.6 Est-ce qu'il y a...?

Note : les résultats présentés correspondent à la réponse «oui». Les nsp étant en petits nombres ils ont été considérés comme des «non»

Portes d'entrée qui ferment mal/laisser passer l'air : On remarque une proportion significativement plus élevée dans les maisons du segment Bleu (59%).

Ainsi, des « infiltrations d'air ou des fuites autour des fenêtres » se trouvent dans **35% à 49 %** des habitations, et des « portes d'entrées qui ferment mal ou laissent passer l'air » se trouvent dans **39% à 51 %** des habitations. Ces constats sont préoccupants, même si le gaspillage d'énergie qui en résulte provient du mazout plutôt que de l'électricité.

Cette analyse n'a pas pour but de démontrer qu'aucune amélioration n'est requise à l'égard de l'utilisation de l'électricité en Nunavik. Le fait que la grande majorité des consommateurs ne voient jamais une facture d'électricité et ont donc peu ou pas de connaissance des implications économiques de leur consommation ne contribue évidemment pas à restreindre la consommation. Il est donc important qu'HQD continue à travailler étroitement avec la société Makivik – ainsi qu'avec les autorités locales, autochtones et non autochtones, dans les autres réseaux autonomes – afin de sensibiliser la population aux enjeux liés à l'utilisation de l'énergie et d'y trouver des solutions.

## 5 L'approvisionnement auprès des clients (*Demand response*)

Aux États-Unis, la *demand response* est devenu une ressource importante aux États-Unis pour la gestion de périodes de haute demande dans les réseaux électriques. *Demand response* est défini par la FERC comme :

Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to

induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.<sup>61</sup>

La FERC publie des rapports trimestriels sur le sujet. À titre d'exemple de l'importance de cette ressource, le dernier rapport de la FERC indique que le PJM a invoqué plus que **2500 MW** de *demand response* le 28 janvier 2014<sup>62</sup>, le jour où HQD a payé 600\$ le MWh à HQP<sup>63</sup>.

Le Distributeur a choisi le terme « l'approvisionnement auprès des clients » (AAC) pour faire référence à ce concept. Il est à son crédit que le Distributeur commence — même tardivement — à regarder sérieusement cette option.

## 5.1 Charges interruptibles résidentielles

Dans sa preuve, HQD annonce qu'un projet pilote a eu lieu l'hiver dernier auprès de 400 employés d'Hydro-Québec, à l'égard d'un nouveau système qui interrompt l'alimentation électrique des chauffe-eau pendant la pointe hivernale. Deux systèmes étaient testés, dont un qui faisait appel au réseau maillé de l'IMA (compteurs de nouvelle génération) et l'autre qui utilisait le « réseau internet du client ». Les résultats étaient « concluants<sup>64</sup> ».

En réponse à une DDR, HQD précise :

Les résultats ont démontré que les deux solutions technologiques permettent de procéder à l'interruption à distance des chauffe-eau de façon fiable selon un horaire préétabli à l'avance. Également, le modèle de simulation théorique permet de bien prévoir l'appel de puissance lors d'un délestage, avec une bonne concordance entre les résultats du modèle et les valeurs expérimentales mesurées au cours du projet pilote.

Il appert de ces résultats que le scénario d'interruption de trois heures suivi d'une reprise étalée sur une heure est celui qui présente le meilleur arbitrage entre deux phénomènes opposés : d'une part, l'interruption doit se faire sur une durée suffisamment longue pour que la reprise se situe en dehors de la pointe du réseau mais, d'autre part, une durée trop longue pourrait affecter le confort du participant. Les analyses confirment que le potentiel réalisable peut atteindre, voire même dépasser 0,9 kW par chauffe-eau, auquel un

---

<sup>61</sup> <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>

<sup>62</sup> FERC, Assessment of Demand Response and Advance Metering, December 2014, p. 12.

<sup>63</sup> Voir la section 2.4.2, ci-dessus.

<sup>64</sup> HQD-10, doc. 1, p. 17, lignes 7-13.

taux de réserve doit être appliqué. Ainsi, la valeur de 0,7 kW utilisée lors des tests économiques, est réaliste<sup>65</sup>. (nos soulignés)

Un rapport sur ce projet pilote a été produit en réponse à une DDR du RNCREQ<sup>66</sup>. Aucun de ces documents ne fournit d'information à l'égard du choix entre les deux approches technologiques.

La preuve en chef indique qu'un seul prestataire sera choisi pour livrer le programme. Questionné sur le bien-fondé de la décision de confier un nouveau programme de cette envergure à un seul prestataire, le Distributeur nous a renvoyé vers une réponse à la Régie à une question différente<sup>67</sup>.

Dans cette réponse, le Distributeur indique que le programme *Charges interruptibles résidentielles* ne débutera qu'en 2016 et qu'il fait l'objet d'un « repositionnement » qui dépendra des nouvelles orientations du prochain plan stratégique de l'entreprise<sup>68</sup>.

Dans la preuve en chef, HQD indique que ce programme produira 28 MW de gains en puissance dès l'hiver 2015-16. Questionné à ce sujet, il renvoie à la même réponse. Nous retenons que l'avenir de ce programme n'est ni connu ni certain.

## **5.2 Aide à la gestion de la consommation**

Quoiqu'il n'en fasse aucune mention dans sa preuve en chef, le Distributeur révèle dans le Suivi annuel du projet LAD qu'il développe un outil de gestion de la consommation qui permettrait au consommateur de visualiser sa consommation.

Le Distributeur a créé un partenariat afin de développer une offre de service qui permettra aux clients résidentiels d'avoir accès à un outil de gestion de la consommation à *Mon Espace client* au Portail Web de l'entreprise. Avec cet outil, le client pourra visualiser sa consommation en dollars et en kilowattheures et obtenir des explications sur sa facture.

Les tests des fonctionnalités et le raffinement de l'outil se poursuivent. Conséquemment, le Distributeur prévoit tester l'outil auprès d'une partie de sa clientèle en 2015 et poursuivre l'implantation pour l'ensemble de la clientèle en 2016<sup>69</sup>.

---

<sup>65</sup> HQD-16, doc. 7, p. 7, R7.2.

<sup>66</sup> HQD-16, doc. 7, Annexe A.

<sup>67</sup> HQD-16, doc. 7, p. 8, R8.2.

<sup>68</sup> HQD-16, doc. 1.2, p. 114, R61.4. Le dernier plan stratégique d'Hydro-Québec était le Plan 2009-13.

<sup>69</sup> Suivi annuel du projet LAD 2015, p. 16.

En réponse aux DDR du RNCREQ, il explique que la firme C3 Energy a été choisie comme partenaire suite à un appel de propositions<sup>70</sup> et qu'il s'agit d'une application commerciale qui possède déjà les fonctionnalités de gestion de la consommation<sup>71</sup>.

C3 Energy est une jeune firme ambitieuse et bien financée qui s'oriente surtout en fonction de l'analyse de *Big Data*, concept mentionné par le Distributeur en relation aux études du LTÉ<sup>72</sup>. Ainsi, il semble qu'HQD commence à considérer les possibilités créées par son nouveau réseau de compteurs intelligents, même s'il n'en parle pas ouvertement. Questionné quant à l'existence d'autres projets au stade de développement qui font appel aux « compteurs de nouvelle génération » (CNG) afin d'aider les consommateurs à gérer leur consommation, HQD a refusé de répondre à la question en invoquant le fait que la Régie « n'a pas le pouvoir d'imposer une mesure spécifique d'efficacité énergétique à un distributeur lorsqu'il ne réclame pas de budget à ces fins »<sup>73</sup>.

Toutefois, le Distributeur a répondu à une demande de la Régie concernant ses programmes futurs de gestion de la demande. Il y indique que le programme sur les chauffe-eau n'est que la première phase de son programme de charges interruptibles résidentiels, et que d'autres charges pourront s'y ajouter<sup>74</sup>.

Il commente également l'opportunité de créer des programmes similaires au programme de Baltimore Gas & Electric, soulevé par la Régie (Smart Energy Rewards for Energy Savings Day). Il indique que, selon lui, de tels programmes pourraient « cannibaliser » les appels au public traditionnels, qui constituent, selon le Distributeur, « une option de dernier recours très efficace<sup>75</sup> ».

La Régie lui demande également d'élaborer sur l'intérêt de renforcer la sensibilisation à la pointe hivernale avec « un signal de coût plus élevé qui s'appliqueraient uniquement pendant les heures critiques (par exemple, les 100 heures les plus chargées) et uniquement sur la portion de consommation au-delà d'un seuil élevé de consommation unitaire par jour à déterminer<sup>76</sup> ». Le Distributeur exclut cette possibilité en invoquant l'importance de concevoir des tarifs acceptables et simples pour la clientèle. Il rappelle également « qu'en plus de tenir compte de l'objectif de fournir un signal de prix reflétant le

---

<sup>70</sup> HQD-16, doc. 7, p. 12, R11.1.

<sup>71</sup> Ibid., p. 13, R11.3.

<sup>72</sup> HQD-10, doc. 1, p. 20, ligne 20-23.

<sup>73</sup> HQD-16, doc. 7, p. 13, R11.5.

<sup>74</sup> HQD-16, doc. 1.1, p. 33-34, R9.1.

<sup>75</sup> Ibid., p. 34, R9.2.

<sup>76</sup> Ibid., p. 35, Q9.5.

coût marginal, il doit considérer la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie<sup>77</sup> ».

Sur ce dernier point, la Régie a demandé au Distributeur d'« expliquer en quoi une stratégie de tarif domestique qui viserait uniquement la consommation marginale des plus gros consommateurs qui ne changeraient pas leur comportement [que] pendant les pointes critiques, pourrait affaiblir la position concurrentielle de l'électricité dans le secteur résidentiel ». Le Distributeur répond :

À l'instar du coût évité de long terme, le prix des produits substitués constitue une autre balise que le Distributeur utilise pour fixer le prix de la 2<sup>e</sup> tranche à un niveau favorisant une utilisation optimale des ressources. En effet, un prix trop élevé de la 2<sup>e</sup> tranche pourrait inciter les clients TAE à se convertir à une autre source d'énergie alors qu'un prix trop faible pourrait favoriser une conversion vers l'électricité.

Bien qu'elle permette de réduire la pression sur les besoins de pointe, la substitution de l'électricité par une autre source d'énergie comme source principale pour le chauffage des locaux ne serait pas, dans l'actuel contexte de surplus d'électricité, à l'avantage du Distributeur ni de l'ensemble de la clientèle<sup>78</sup>.

Le Distributeur semble ne pas avoir compris la question. Une mesure tarifaire comme celle mentionnée par la Régie, qui fixe un tarif spécial pendant les heures critiques au-delà d'un seuil minimal de consommation n'inciterait certainement pas les consommateurs à substituer une autre source d'énergie comme source principale pour le chauffage des locaux.

Il n'y a que très peu d'information au dossier sur les efforts du Distributeur de développer l'approvisionnement auprès des clients (*demand response*), malgré son importance comme outil pour répondre aux besoins croissants en puissance ainsi qu'en énergie pendant l'hiver. Dans le dernier plan d'approvisionnement, notre preuve a démontré qu'il existe en fait une probabilité substantielle que la croissance des besoins en puissance dépasse, et même de loin, ceux qui sont identifiés au Plan.

Compte tenu des coûts très importants identifiés à la section 2 de ce rapport, en relation non seulement avec les heures de la fine pointe mais avec l'ensemble des heures d'hiver, nous encourageons le Distributeur à étudier l'ensemble des possibilités de faire appel à l'AAC afin de réduire les besoins en hiver.

---

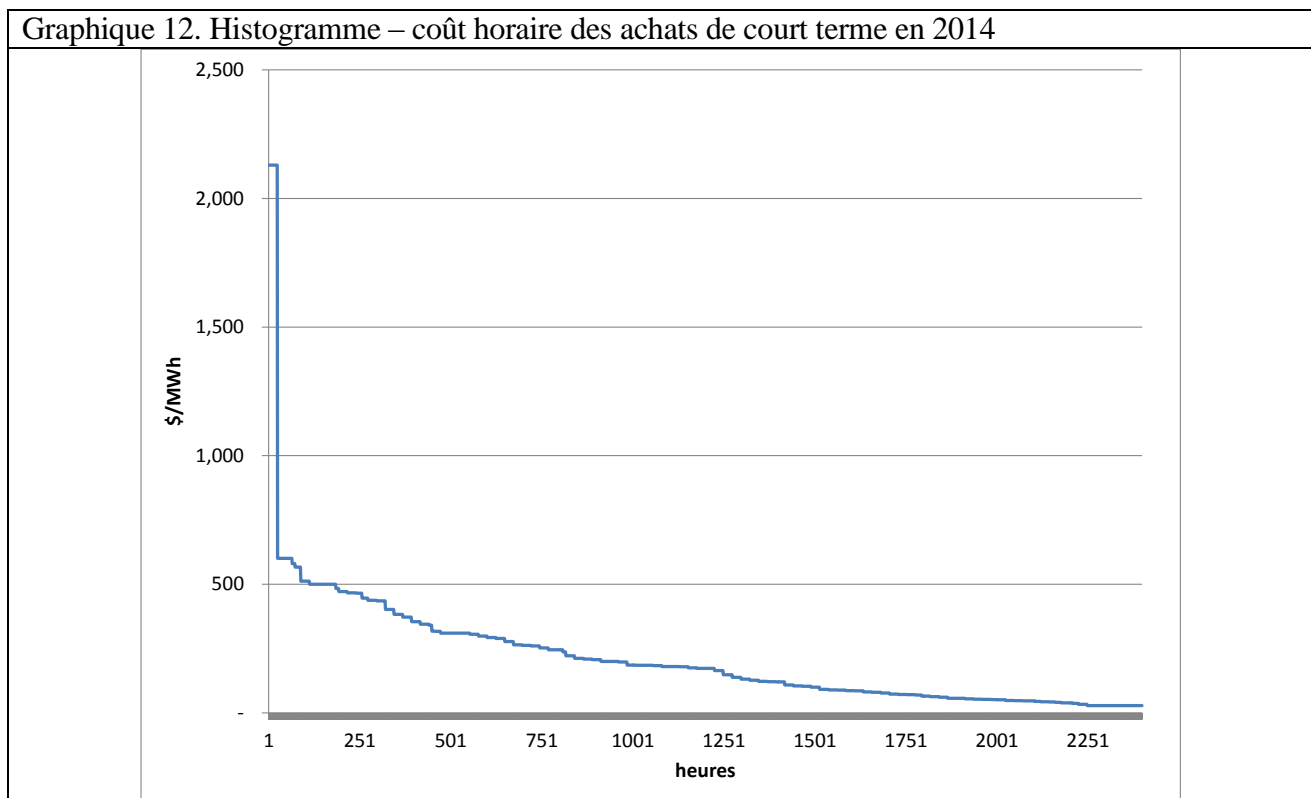
<sup>77</sup> Ibid., R9.5.

<sup>78</sup> HQD-16, doc. 1.3, p. 34, R9.1.

### 5.3 L'importance de l'AAC au Québec

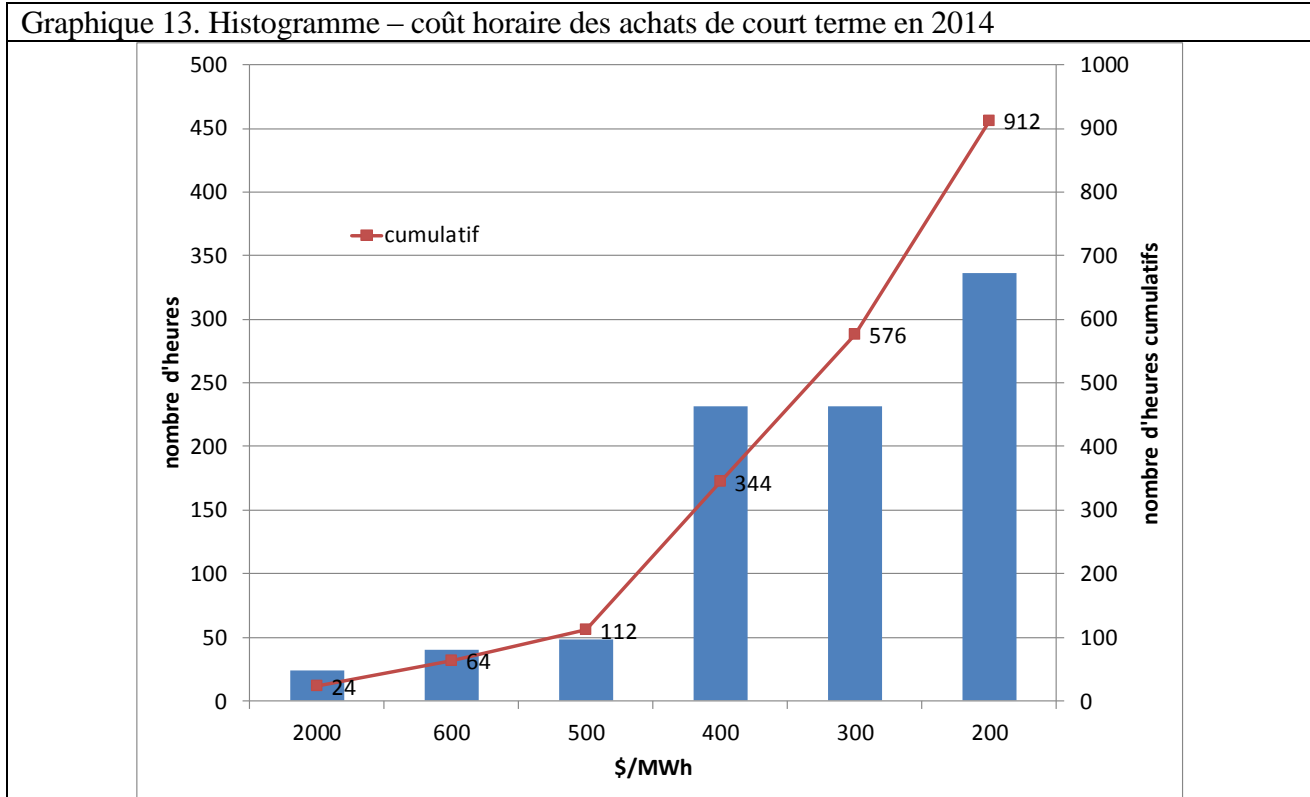
L'analyse faite ci-dessus à l'égard des achats de court terme démontre l'importance de l'opportunité que constitue l'AAC au Québec.

Le Graphique 12 démontre les coûts horaires des achats de court terme en 2014, classés en ordre décroissant. Il démontre qu'il y avait des centaines d'heures où le coût d'approvisionnement à la marge était dans les centaines de dollars par mégawattheure.



Le Graphique 13 indique le nombre d'heures en 2014 où le coût marginal – le coût du kWh le plus cher acheté par le Distributeur pour desservir la demande au Québec – dépassait différents seuils. On constate, par exemple, qu'il y avait 64 heures où ce coût marginal dépassait les 600\$/MWh, et 112 heures où il dépassait les 500\$/MWh.

Graphique 13. Histogramme – coût horaire des achats de court terme en 2014



Il reste à vérifier pendant lesquelles de ces heures Hydro-Québec avait demandé à la population de réduire sa demande en électricité, et quel effet cela aurait eu. Constatons toutefois que ces coûts étaient occasionnés **après** cette demande auprès du public, s'il y en a eu. Il constitue donc un potentiel important de réductions additionnelles de coût que le Distributeur pourra éventuellement toucher par le biais d'un programme de type AAC.

Il importe de reconnaître, cependant, que les choix de structure d'un tel programme sont très importants, et qu'ils peuvent facilement faire la différence entre le succès et l'échec. Pour cette raison, nous suggérons à la Régie de demander que, dans son prochain dossier tarifaire, le Distributeur présente un balisage approfondi des différents programmes de cette nature déjà en place au Canada et aux États-Unis, en présentant pour chacun sa structure, ses forces, ses faiblesses et ses résultats.

## 6 Conclusions

Les conclusions qui résultent de ces analyses sont décrites dans les prochaines sections.

### 6.1 Coûts d'approvisionnements

Les achats de court terme constituent un élément important dans les revenus requis. Toutefois, le fait qu'ils se trouvent surtout dans les comptes *pass-on* en relation aux années passées fait en sorte que ces achats n'ont pas reçu jusqu'ici l'attention qu'ils méritent.

Quoique l'année 2014, que nous avons regardée en détail, soit sans doute un cas exceptionnel, on constate que le niveau d'achats de court terme a aussi été significatif en 2013 — année avec des températures en dessus de la moyenne — et qu'il le sera en 2015, quoique dans une moindre mesure.

Concernant les achats de court terme en 2014, nous avons fait les constats suivants :

- Il y a eu des achats importants à court terme sur la presque totalité des 3000 heures — et non seulement pendant les 300 heures — de plus forte demande ;
- 85% des achats de court terme se sont faits pendant les 1500 heures de plus haute demande au Québec, avec un coût de plus que 400 M \$;
- Le coût unitaire de ces achats de court terme est très élevé, quoiqu'il diminue dans une certaine mesure avec la charge. Pour les 85% des achats pendant les 1500 heures de plus haute demande, le coût moyen a été plus que 200 \$/MWh.

Deux cas en particulier ont été regardés, soit le 4-5 décembre et le 28 janvier 2014. Sur les deux cas, il reste des questions en suspens à être explorées lors de l'audience.

### 6.2 Les coûts évités

La méthode utilisée par le Distributeur pour fixer les coûts évités — qui sont requis entre autres pour permettre l'évaluation économique des programmes d'efficacité énergétique — dépend en partie des coûts d'achats en hiver sur les marchés de court terme. La preuve du Distributeur applique une valeur de 66 \$/MWh pour ces achats.

Le coût moyen réel des d'achats en hiver sur les marchés de court terme en 2014 était plus de deux fois plus élevé, soit de 154,83 \$/MWh.



En appliquant la méthodologie du Distributeur avec cette valeur, on obtient, pour les coûts évités en 2014 pour le chauffage des locaux (tarif D), on obtient une valeur de 15,57 cents/kWh, plus que deux fois plus grande que la valeur obtenue par le Distributeur de 6,99 cents/kWh.

### **6.3 Les réseaux autonomes**

Le Distributeur propose de mettre en application une décision antérieure afin d'augmenter graduellement le tarif de la 2<sup>e</sup> tranche des tarifs résidentiels au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, pour qu'ils reflètent éventuellement le coût évité. Il s'agit d'une augmentation d'environ 80% par rapport au tarif dissuasif actuel de 34,60 cents/kWh.

Le Distributeur a produit un rapport de la firme Opinion Impact en appui de la proposition à l'effet que la consommation en 2<sup>e</sup> tranche en Nunavik est, dans une proportion importante, associée au chauffage électrique d'appoint.

Une lecture attentive de ce rapport nous mène à la conclusion opposée. La consommation en 2<sup>e</sup> tranche est associée surtout à la présence de chaufferettes dans des remises, plutôt que dans des maisons. Cette distinction est importante parce que, quoique les maisons aient toutes des systèmes de chauffage au mazout, les remises n'en ont vraisemblablement pas.

Selon l'étude, l'utilisation des remises est en grande partie associée avec des activités économiques ou traditionnelles. Puisqu'il n'existe pas d'autres options pour les chauffer, l'application d'un tarif dissuasif n'est pas justifiée.

### **6.4 L'approvisionnement auprès des clients**

L'approvisionnement auprès des clients (AAC), qui semble être proposé par le Distributeur comme équivalent au terme *demand response*, est devenu une ressource importante aux États-Unis pour la gestion de périodes de haute demande dans les réseaux électriques.

Dans son dossier tarifaire, le Distributeur décrit un tel programme pour le marché résidentiel, celui des chauffe-eau, avec des objectifs ambitieux. Toutefois, il indique en réponse à des DDR que ce programme est « en repositionnement ».

Il mentionne également, dans son suivi du projet LAD, un programme d'aide à la gestion de la consommation. Encore une fois, peu d'information a été rendue publique.

Dans les deux cas, le Distributeur a confié le programme à un seul prestataire. Il n'a pas expliqué pourquoi il le considère souhaitable de procéder de cette manière.

Étant donné les problèmes importants auxquels fait face le Distributeur, à l'égard de la puissance et de l'approvisionnement en énergie lors des périodes de haute charge, le développement des ressources de type AAC devrait être une priorité. Quoiqu'il soit louable que le Distributeur ait commencé à considérer cette option, il serait souhaitable que la Régie l'incite à augmenter ses efforts en ce sens.