R-3905-2014

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

11 novembre 2014

Table des matières

1. Mise en situation 3

2. Coûts évités sur le réseau intégré 5

2.1. En énergie *5*

2.2. En puissance *9*

3. Approvisionnements en électricité 11

3.1. Production éolienne en énergie *11*

3.2. Utilisation des Conventions d'énergie différée *16*

3.2.1. Rappels d'énergie en 2013 18
3.2.2. Rappels d'énergie en 2014 25
3.2.3. Rappels d'énergie en 2015 32
3.2.4. Énergie différée en 2015 34
3.2.5. Rappels pour des besoins fermes des marchés québécois 38
3.2.6. Synthèse des recommandations de la section 3.2 40

3.3. Achats de court terme *42*

3.3.1. Sous-estimation des achats de court terme 42
3.3.2. Indicateur des achats de court terme vs le recours à l'entente globale cadre 44

4. Indicateurs d'efficience et de performance 52

5. Masse salariale 54

6. Services externes 58

7. Retombées du projet LAD 60

8. Conclusions et recommandations 63

Annexe A – Scénarios de rappels d'énergie – 2014 et 2015

1. Mise en situation

Dans sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (le « Distributeur »), demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de lui octroyer un ajustement tarifaire de 3,9 % pour tous les clients au 1er avril 2015, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels l'ajustement est de 3,5 %.

Cet ajustement tarifaire vise à couvrir le coût de service du Distributeur qui totalise 11 857 M$ pour l'année témoin 2015, en hausse de 554 M$, soit d'environ 4,9 %, par rapport au coût de service de 11 303 M$ autorisé par la Régie pour l'année 2014 dans sa décision D-2014-037[1].

Ce coût de service reflète le changement proposé de façon provisoire quant aux modalités de disposition du compte de *pass-on*, compte tenu du caractère exceptionnel des coûts d'approvisionnements découlant des conditions climatiques extrêmes de l'hiver 2013-2014. Une telle proposition permettrait de limiter l'ajustement tarifaire demandé pour le 1er avril 2015, sinon celui-ci serait plutôt de 7,6 % pour l'ensemble des clients autres que les clients industriels de grande puissance et de 7,3 % pour ces derniers[2].

Le Distributeur souligne que l'ajustement demandé pour l'année tarifaire 2015-2016 est essentiellement attribuable au coût des nouveaux parcs éoliens (2,1 %), à l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale (0,4 %) et aux investissements dans le réseau de transport et de distribution (1,9 %). Une partie de ces coûts est compensée par des gains d'efficience additionnels du Distributeur et du Transporteur (-0,5 %)[3].

[1] B-0019, HQD-5, document 1, page 3, tableau 1.
[2] B-0070, HQD-15, document 1, pages 24 et 25.
[3] B-0005, HQD-1, document 1, page 6.

En premier lieu, l'AHQ-ARQ accordera une attention particulière aux coûts évités sur le réseau intégré et aux approvisionnements en électricité qui sont au cœur de la hausse tarifaire demandée par le Distributeur. L'AHQ-ARQ analysera ensuite la démarche d'efficience du Distributeur. Celle-ci sera évaluée tant dans ses aspects tangibles, ses promesses et sa suffisance que dans sa relation avec les indicateurs d'efficience et de performance.

Enfin, même si l'examen de l'AHQ-ARQ a englobé l'ensemble des postes des revenus requis et des coûts de distribution et services à la clientèle, seuls certains postes spécifiques feront l'objet de recommandations.

Les recommandations sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Coûts évités sur le réseau intégré

2.1. En énergie

Le Distributeur propose les coûts évités suivants en énergie sur le réseau intégré[4] :

> « *Le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver.*
> *Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats sur les marchés de court terme et pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.*
> - *2015 à 2023 inclusivement :*
    - *le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh ($ 2014), indexé à l'inflation ;*
    - *le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh ($ 2014), indexé à l'inflation.*
> - *À compter de 2024 : le signal de prix est de 11,2 ¢/kWh ($ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix plafond du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.* » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ constate que, selon le Distributeur, la période de surplus s'étend maintenant jusqu'en 2023 alors qu'elle s'étendait jusqu'en 2025 dans la cause tarifaire 2013-2014[5], laquelle présentait le bilan d'énergie suivant[6] :

[4] B-0018, HQD-4, document 4, page 5, lignes 1 à 13.
[5] R-3854-2013, B-0017, HQD-3, document 4, page 5, lignes 2 et 3.
[6] R-3854-2013, B-0076, HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1.

TABLEAU R-2.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= Besoins visés par le Plan	**183,6**	**182,6**	**184,8**	**185,6**	**187,1**	**191,4**	**193,8**	**194,4**	**195,7**	**197,0**	**199,0**	**199,4**	**200,6**	**201,9**
- Volume d'électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173,0	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3
- Appro. non patrimoniaux	**12,1**	**13,7**	**15,7**	**16,9**	**18,0**	**20,0**	**20,8**	**21,3**	**21,9**	**22,6**	**23,8**	**23,6**	**24,3**	**23,6**
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	-
• HQP - Base et cyclable	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	4,1	4,5	4,5	4,6	4,7	4,3	3,9	4,0	0,8
• *Cyclable*	*0,2*	*0,1*	*0,2*	*0,2*	*0,3*	*0,5*	*0,6*	*0,6*	*0,7*	*0,7*	*0,8*	*0,9*	*0,9*	*0,4*
• *Base*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*3,1*	*0,5*
• *Énergie différée*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• *Énergie rappelée*	-	-	-	-	-	*0,6*	*0,9*	*0,9*	*0,9*	*1,0*	*0,5*	-	-	-
• Autres contrats de long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Biomasse II : 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Éolien I : 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
• Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
• Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Éolien IV : 800 MW	-	-	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achat de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,5	1,5	5,1
= (Surplus)	**(7,3)**	**(9,9)**	**(9,8)**	**(10,2)**	**(9,8)**	**(7,4)**	**(5,9)**	**(5,8)**	**(5,1)**	**(4,4)**	**(3,7)**	**(3,1)**	**(2,6)**	**(0,5)**

Dans le présent dossier, le Distributeur n'a pas fourni de bilan à jour à l'horizon 2027 et a renvoyé les intervenants au Plan d'approvisionnement 2014-2023[7] prétextant même que le contexte n'aurait pas changé depuis la cause tarifaire 2014-2015 :

> « *Dans sa décision D-2014-037 relative au dossier tarifaire 2014-2015 (R-3854-2013), la Régie jugeait raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base (paragr. 186). La question en l'instance est donc de savoir si les faits au présent dossier permettent d'en arriver à la même conclusion. Or, nul doute qu'il y a suffisamment d'informations pour analyser les impacts des stratégies du Distributeur et formuler des conclusions d'autant plus que le contexte d'équilibre offre – demande qui prévalait alors n'a pas changé.* » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ souligne qu'elle n'est pas d'accord avec cette interprétation du contexte par le Distributeur ne serait-ce que par la présence des trois faits nouveaux significatifs du présent dossier :

- Hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027[8]

[7] B-0086, HQD-15, document 4, pages 5 et 6, réponse 3.1; et B-0084, HQD-15, document 2, pages 8 et 9, réponse 4.1.
[8] B-0020, HQD-6, document 1, page 5.

- Des rappels d'énergie non prévus ont été demandés et obtenus en 2014[9]
- Des changements sur l'offre sont survenus[10].

En l'absence de mise à jour du bilan d'énergie fourni par le Distributeur dans le présent dossier, l'AHQ-ARQ doit s'en remettre au dernier bilan présenté au Plan d'approvisionnement 2014-2023[11] :

TABLEAU R-1.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Besoins visés par le Plan	**183,6**	**182,6**	**184,8**	**185,4**	**187,0**	**191,2**	**193,5**	**194,1**	**195,3**	**196,6**	**198,5**	**198,8**	**199,7**	**201,0**
– Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
– Approvisionnements non patrimoniaux	**12,2**	**13,8**	**15,7**	**16,3**	**17,6**	**19,5**	**20,3**	**21,2**	**21,7**	**22,3**	**23,5**	**23,2**	**23,8**	**22,9**
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
▪ HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8	4,2	3,9	3,9	0,8
▪ Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,0	14,6
▪ Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,6
▪ Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	11,7
▪ Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
▪ Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0
▪ Achats de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	1,3	1,8	4,5
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	**(7,4)**	**(10,1)**	**(9,7)**	**(9,7)**	**(9,5)**	**(7,1)**	**(5,7)**	**(5,9)**	**(5,3)**	**(4,6)**	**(3,8)**	**(3,3)**	**(2,9)**	**(0,8)**

L'AHQ-ARQ constate tout d'abord que les Besoins visés par le Plan sont inférieurs ou égaux pour chaque année dans ce dernier bilan (R-1.1) par rapport au bilan de l'an dernier apparaissant au tableau R-2.1 reproduit plus haut. Ensuite, l'AHQ-ARQ s'interroge sur l'absence d'approvisionnements de TransCanada Energy dans ce dernier bilan pour 1,1 TWh en 2024 et en 2025 et 0,7 TWh en 2026. Enfin, l'apport des contrats HQP – Base et cyclable pourrait être au même niveau qu'en 2023 dans ce dernier bilan ajoutant ainsi des approvisionnements de 0,6 TWh en 2024 et de 0,9 TWh en 2025 et en 2026. En ajoutant ces omissions du Distributeur au tableau R-1.1, on obtiendrait le bilan préparé par l'AHQ-ARQ au tableau 1.

[9] B-0086, HQD-15, document 4, page 7, réponse 4.1; et B-0116, HQD-15, document 4.1, pages 4 et 5, complément de réponse 4.1.
[10] B-0020, HQD-6, document 1, page 7.
[11] R-3864-2013, B-0028, HQD-3, document 3, page 4, tableau R-1.1.

Tableau 1
Bilan en énergie 2024-2027 ajusté (en TWh)

	2024	2025	2026	2027
Achats de long terme du tableau R-1.1	1,2	1,3	1,8	4,5
(-) TransCanada Energy	1,1	1,1	0,7	
(-) HQP - Base et cyclable - Rappels additionnels	0,6	0,9	0,9	
(+) Réduction des Achats de court terme	0,5	0,7	0,0	
(=) Achats de long terme modifiés	**0,0**	**0,0**	**0,2**	**4,5**

Le tableau 1 montre que les achats de long terme ne débuteraient, à toutes fins pratiques, qu'en 2027, en comptant sur tous les moyens à la disposition du Distributeur, **confirmant ainsi que les surplus s'étendent vraiment jusqu'en 2026 et non jusqu'en 2023.**

En ce qui a trait au signal de prix à compter de 2027, l'AHQ-AHQ considère que la décision de la Régie dans le dernier dossier tarifaire est toujours valable[12] :

> « […]
> - ***à compter de 2024 : le signal de prix est fixé à 9,0 ¢/kWh ($ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013*** **[note de bas de page omise].** » (Nous soulignons)

Pour les raisons exposées dans la présente section :

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le coût évité en énergie pour le réseau intégré comme suit :

- **2015 à 2026 inclusivement :**
  - **le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh ($ 2014), indexé à l'inflation ;**

[12] Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, page 40, paragraphe 129.

- **le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh ($ 2014), indexé à l'inflation.**

- **À compter de <u>2027</u> : le signal de prix est <u>fixé à 9,0 ¢/kWh ($ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013</u>.**

(Les changements recommandés sont soulignés)

2.2. En puissance

En puissance, le Distributeur propose les coûts évités suivants sur le réseau intégré[13] :

> « *Le bilan offre-demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification. Le besoin de nouveaux approvisionnements en puissance au-delà de la contribution des marchés de court terme survient dès l'hiver 2017-2018.*
>
> - *Pour les hivers 2014-2015 à <u>2016-2017</u> : le signal de prix est de 20 $/kW-hiver ($ 2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur.*
> - *À compter de l'hiver <u>2017-2018</u> : le signal de prix est de 45 $/kW-hiver ($ 2014), indexé à l'inflation, ce qui correspond à 40 $/kW-hiver en $ de 2008.* » (Nous soulignons)

Le Distributeur entrevoit des besoins de nouveaux approvisionnements en puissance au-delà de la contribution des marchés de court terme à compter de l'hiver 2017-2018. Toutefois, l'expert retenu par l'AHQ-ARQ dans le dossier R-3864-2013 a démontré, à partir des informations fournies par le Distributeur, que de tels besoins n'apparaîtraient pas avant l'hiver 2020-2021[14].

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le coût évité en puissance pour le réseau intégré comme suit :

[13] B-0018, HQD-4, document 4, page 5, lignes 14 à 21.
[14] R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0030, page 12, tableau 1.

- **Pour les hivers 2014-2015 à <u>2019-2020</u> : le signal de prix est de 20 $/kW-hiver ($ 2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur.**
- **À compter de l'hiver <u>2020-2021</u> : le signal de prix est de 45 $/kW-hiver ($ 2014), indexé à l'inflation, ce qui correspond à 40 $/kW-hiver en $ de 2008.**

(Les changements recommandés sont soulignés)

Pour déterminer une meilleure progression annuelle des coûts évités en puissance, l'AHQ-ARQ est d'avis que le Distributeur devrait aussi utiliser le résultat de l'appel d'offres A/O 2014-01 et les prix des contrats conclus suite à celui-ci le 17 juillet 2014 pour les hivers 2014-2015 à 2017-2018.

Ces prix passent par exemple de 18,65 $/kW-hiver pour l'hiver 2014-2015 à 28,86 $/kW-hiver pour l'hiver 2015-2016[15]. Le Distributeur n'a pu toutefois donner plus de détails sur les résultats de l'appel d'offres qui auraient pu servir à déterminer des coûts évités en puissance plus près de la réalité[16].

[15] B-0070, HQD-15, document 1, annexe A.
[16] B-0086, HQD-15, document 4, page 4, réponse 1.2; et B-0114, page 3.

3. Approvisionnements en électricité

3.1. Production éolienne en énergie

L'an dernier, le Distributeur exposait l'impact majeur des nouveaux parcs éoliens dans la hausse tarifaire 2014-2015[17] :

> « *L'ajustement tarifaire pour l'année 2014-2015 s'explique essentiellement par le coût des nouveaux parcs éoliens et l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.*
>
> *Tout d'abord, les mises en service de nouveaux projets de production, principalement les parcs éoliens, selon les programmes d'achats dictés par le gouvernement du Québec, exercent une pression à la hausse sur le coût des approvisionnements en électricité au Québec. Ces mises en service, qui s'inscrivent dans un contexte de surplus d'électricité et de décroissance des ventes prévues au secteur industriel, contribuent pour 2,7 % à l'ajustement tarifaire demandé.*» (Nous soulignons)

De façon plus spécifique, le Distributeur mettait en évidence l'effet des nouveaux contrats de long terme sur les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour 2014[18] :

> « *Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2014 s'élève à 1 199 M$, en hausse de 232 M$ par rapport à celui de l'année de base 2013, ce qui correspond à un coût moyen de 99,3 $/MWh. Cette hausse de coût est essentiellement attribuable aux contrats de long terme et, notamment, aux projets d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), dont le coût augmente de 271 M$.* » (Nous soulignons)

Encore cette année, l'ajustement tarifaire est dû en grande partie à la production éolienne[19] :

[17] R-3854-2013, B-0008, HQD-1, document 1, pages 4 et 5.
[18] R-3854-2013, B-0020, HQD-5, document 1, page 14, lignes 1 à 6.
[19] B-0005, HQD-1, document 1, page 6, lignes 6 à 8.

> « *L'augmentation des coûts d'approvisionnement, principalement liée à la mise en service des parcs éoliens découlant des programmes d'achats dictés par le gouvernement du Québec, contribue pour 2,1 % à l'ajustement tarifaire.* »

Le Distributeur ajoute que[20] :

> « *La hausse de 2,1 % est attribuable aux nouveaux approvisionnements éoliens pour 1,7 % (177 M$), incluant les coûts de transport (15 M$), et aux nouveaux approvisionnements à partir de biomasse et des petites centrales hydroélectriques pour 0,4 % (37 M$).* »

Devant cette part de plus en plus importante prise par la production éolienne, l'AHQ-ARQ s'intéresse à la prévision annuelle des livraisons éoliennes, tout en étant consciente que le dossier R-3848-2013 sur la demande d'approbation par le Distributeur des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne est toujours en délibéré à la Régie.

Pour évaluer la performance de la prévision éolienne du Distributeur, l'AHQ-ARQ a comparé le facteur d'utilisation des parcs en service à leurs facteurs contractuels. Les résultats de l'entente d'intégration éolienne (l' « EIÉ »)[21] actuellement en vigueur fournissent une bonne indication du respect de ces facteurs d'utilisation. En effet, l'EIÉ est basée sur un facteur d'utilisation de 35 % alors que les facteurs moyens des deux premiers appels d'offres devraient être de 36,6 %[22]. Le tableau 2 préparé par l'AHQ-ARQ fait état des différences, pour chaque année, entre la production éolienne réelle et celle qui correspond à un facteur d'utilisation de 35 % et il présente le facteur d'utilisation réel.

[20] B-0070, HQD-15, document 1, page 4, réponse 1.2.
[21] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html .
[22] R-3814-2012, B-0085, HQD-13, document 4, page 15, tableau R-2.5.1.

Tableau 2

Suivi de l'énergie de l'EIÉ

Année	Énergie livrée parcs éoliens (MWh)	Énergie livrée par HQP (FU 35%) (MWh)	Écart (MWh)	Énergie livrée parcs éoliens F. U.
2008	605 006	682 416	-77 410	31,0%
2009	945 761	1 024 569	-78 808	32,3%
2010	1 197 631	1 370 503	-172 872	30,6%
2011	1 335 968	1 506 063	-170 095	31,0%
2012	2 294 414	2 621 314	-326 900	30,6%
2013	4 441 420	4 824 633	-383 213	32,2%
TOTAL	**10 820 200**	**12 029 498**	**-1 209 298**	**31,5%**

On peut constater que, pour les 6 années entre 2008 et 2013, aucune ne montre un facteur d'utilisation s'approchant de 36,6 %. Les facteurs d'utilisation annuels varient plutôt entre 30,6 % et 32,3 % pour cette période alors que le facteur d'utilisation global sur l'ensemble de la période est de seulement 31,5 %, ce qui est significativement inférieur au facteur d'utilisation prévu de 36,6 %, soit 14 % de moins.

En attente de la décision de la Régie dans le dossier R-3848-2013, l'AHQ-ARQ demeure préoccupée par la surestimation systématique de la prévision annuelle de la production éolienne et de ses effets sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

De plus, l'AHQ-ARQ tient à rappeler que, tant qu'une ou plusieurs ententes d'intégration éolienne ne seront pas conclues, les coûts non requis continueront de s'accumuler dans le cadre de l'EIÉ existante. En effet, l'expert retenu par la FCEI dans le dossier R-3848-2013 a démontré que 77 % des coûts de 113,306

M$ de l'EIÉ sur la période 2008-2012 n'étaient pas requis, soit 40,8 M$ pour la puissance et 46,6 M$ pour l'énergie[23].

Pour 2013, les coûts de l'EIÉ ont été de 64,3 M$[24], dont 28,9 M$ pour la puissance, 35,0 M$ pour l'énergie et 0,4 M$ pour les écarts de prévision[25]. En actualisant les calculs faits dans le dossier R-3848-2013, l'AHQ-ARQ évalue que 52,1 M$ n'étaient pas requis en 2013 (81%)

L'AHQ-ARQ a de plus projeté les coûts de l'EIÉ pour 2014 et 2015 avec les hypothèses suivantes :

- Facteur d'utilisation de la production éolienne de 32 % (vs historique 2008-2013 de 31,5 %).
- Mise en service de 10 nouveaux parcs le 1er décembre 2014 pour un total de 482,0 MW.
- Mise en service de 9 nouveaux parcs le 1er décembre 2015 pour un total de 469,8 MW.

Le tableau 3, préparé par l'AHQ-ARQ, fait le résumé des coûts non requis de l'EIÉ pour les années historiques 2008 à 2013 et pour les années projetées 2014 et 2015.

[23] C-FCEI-0011, page 16, tableau 1; page 29, tableau 3; et page 47.
[24] B-0020, HQD-6, document 1, page 17.
[25] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2006-27/Suivi_R-3573-2005_D2006-27_entente_27fevrier2014.pdf .

Tableau 3
Coûts non requis de l'EIÉ

Année	Coûts (M$)	Coûts non requis (M$)	Coûts non requis (%)
2008	10,0	7,5	75%
2009	12,3	9,8	80%
2010	22,6	17,2	76%
2011	23,6	18,4	78%
2012	44,8	34,6	77%
TOTAL 2008-2012	**113,3**	**87,5**	**77%**
Année historique 2013	64,3	52,1	81%
Projection 2014	97,5	78,4	80%
Projection 2015	120,2	97,5	81%
TOTAL 2008-2015	**395,3**	**315,5**	**80%**

Le tableau 3 indique qu'avec les hypothèses utilisées par l'AHQ-ARQ, notamment un facteur d'utilisation de 32 % de la production éolienne, l'EIÉ entraînerait des coûts non requis de 78,4 M$ en 2014 et de 97,5 M$ en 2015 si elle n'était pas renouvelée avant la fin de 2015.

Il est à noter que cette problématique ne serait pas totalement éliminée par le nouveau service d'intégration éolienne envisagé par le Distributeur dans le dossier R-3848-2013, mais comme la discussion sur ce sujet a eu lieu et que la décision est en délibéré, il n'y pas lieu de commenter plus avant à ce stade-ci.

3.2. Utilisation des Conventions d'énergie différée

Remarque préliminaire :

L'AHQ-ARQ a bien pris connaissance de la décision D-2014-189 publiée le 6 novembre 2014 soit à quelques heures de l'heure limite pour le dépôt des mémoires des intervenants. L'AHQ-ARQ prend particulièrement acte des paragraphes de cette décision en lien avec les Conventions d'énergie différée[26] :

> « *[12] Comme le souligne le Distributeur, les sujets portant sur les Conventions d'énergie différée et la revente d'énergie ont fait l'objet d'un débat dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (dossier R-3864-2013). Ce dossier est actuellement en délibéré.*
>
> *[13]* ***Par souci d'efficacité pour le traitement de la présente demande et afin, notamment, d'éviter le danger de décisions contradictoires, la Régie juge approprié de suspendre l'examen des sujets précités.*** *Elle prendra connaissance de la décision qui sera rendue dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2014-2023, vraisemblablement avant la décision de fond du présent dossier, et tiendra compte de son impact ou ses effets sur les coûts d'approvisionnements de 2015. La Régie permettra aux participants au présent dossier de déposer leurs commentaires, selon une procédure qu'elle indiquera ultérieurement.* » (Nous soulignons)

Au moment du prononcé de cette décision, l'AHQ-ARQ avait déjà préparé la présente section portant sur l'application des stratégies de gestion des Conventions d'énergie différée sur les années 2013, 2014 et 2015. Conséquemment, l'AHQ-ARQ a choisi de conserver cette section 3.2 dans le présent document. L'AHQ-ARQ pourra aussi profiter de l'occasion pour déposer ses commentaires sur le sujet lorsqu'elle sera invitée à le faire par la Régie et lorsque seront connues les conclusions du dossier R-3864-2013.

[26] A-0029, D-2014-189, pages 5 et 6, paragraphes 12 et 13.

La gestion optimale des Conventions d'énergie différée (les « Conventions ») entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur ») a fait l'objet d'importantes discussions au cours des dernières années et plus spécifiquement lors du dernier Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le « Plan ») au dossier R-3864-2013.

Dans son rapport d'expertise dans le cadre du Plan, l'expert retenu par l'AHQ-ARQ a démontré que :

- Dès que des achats de court terme sont requis dans un mois donné (même à la limite pour une seule heure), le retour (ou rappel) d'énergie est avantageux par rapport aux achats de court terme.
- Il serait avantageux pour le Distributeur de procéder à des retours d'énergie de 400 MW pour tous les mois d'hiver à compter de l'hiver 2014-2015. Par conséquent, il devrait modifier sa stratégie d'énergie différée et rappelée sur l'horizon 2014-2027.

De plus, l'expert a recommandé que :

- À chaque année, le Distributeur justifie auprès de la Régie ses décisions de différer ou de rappeler de l'énergie des Conventions amendées à l'aide d'un modèle de justification économique comme celui qu'il a utilisé pour justifier les Conventions amendées lors du dossier R-3726-2010.
- Une fois par année, le Distributeur fasse le suivi des gains des Conventions amendées sur la période 2010-2027 en les comparant avec le gain de 812 M$ actualisés en 2010, prévu lors du dossier R-3726-2010.
- La Régie exige du Distributeur qu'il démontre que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants pour répondre aux besoins de la clientèle, et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.

L'AHQ-ARQ n'a pas l'intention de revenir sur ces recommandations pendant que le dossier du Plan est en délibéré à la Régie. Par contre, elle est d'avis qu'il est pertinent d'examiner les stratégies pour l'année historique 2013, l'année de base 2014 et l'année témoin 2015 qui permettent d'établir les coûts liés aux approvisionnements pour l'année tarifaire 2015-2016, tel que spécifié par la Régie[27], et ce, malgré les réticences répétées du Distributeur à cet effet[28].

L'AHQ-ARQ analysera particulièrement les stratégies de rappels d'énergie pour les années 2013, 2014 et 2015 puis les stratégies d'énergie différée qui pourront en découler pour 2015.

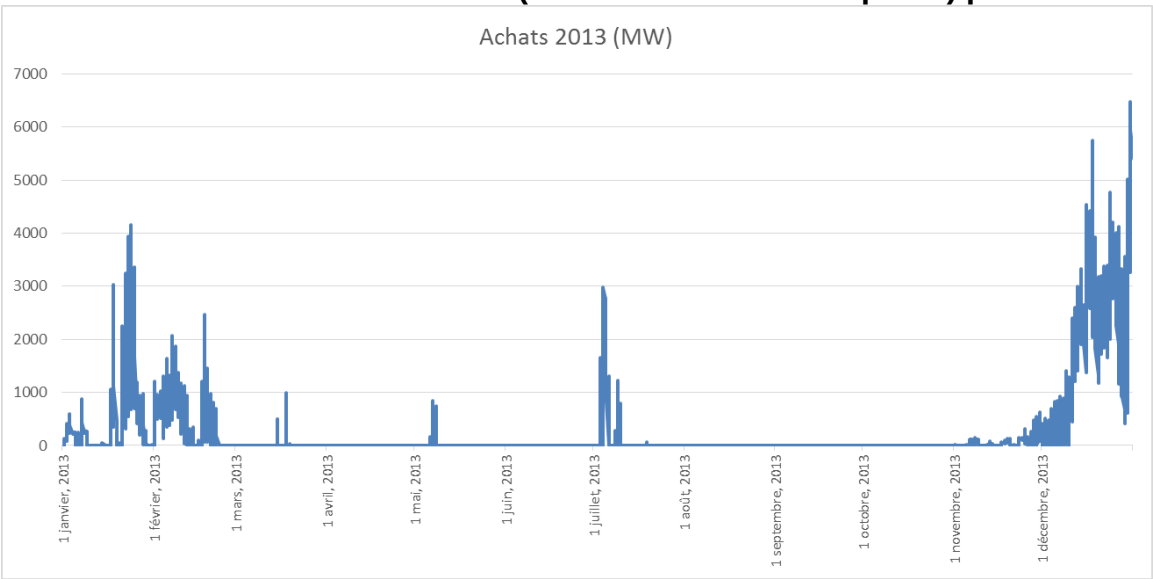
3.2.1. Rappels d'énergie en 2013

Pour 2013, le Distributeur prévoyait des achats d'énergie de court terme de 0,7 TWh pour 32,3 M$, incluant l'énergie provenant du programme d'électricité interruptible. En réalité, ce sont plutôt 2,4 TWh qui ont été encourus, pour 166,3 M$ et un coût moyen de 68,8 $/MWh[29].

À partir des données horaires fournies par le Distributeur dans le cadre des suivis de la décision D-2009-107 portant sur l'entente globale cadre 2009-2013[30] et en isolant les achats de court terme, il est possible de préparer la figure 1 qui montre les achats énergie de court terme (incluant l'énergie provenant du programme d'électricité interruptible) pour les 8 760 heures de 2013.

[27] A-0010, décision D-2014-160, page 10, paragraphe 34.
[28] B-0060, page 5; B-0084, pages 8 et 9; B-0114, page 2.
[29] B-0020, HQD-6, document 1, page 12, tableau 7.
[30] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2009-107.html .

Figure 1
Achats horaires de court terme (incl. électricité interruptible) pour 2013



On peut observer des quantités importantes en janvier et en février et des quantités encore plus importantes en décembre avec un court épisode en juillet probablement pendant les feux de forêt. En décembre, des quantités dépassant même 6 000 MWh/heure ont été observées. Certains autres détails sur les achats apparaissent au Rapport annuel 2013 du Distributeur[31].

En plus des achats de court terme, le Distributeur a indiqué avoir effectué des rappels d'énergie en vertu des Conventions à la hauteur de 400 MW autant en janvier qu'en février 2013[32] pour un total de 566,4 GWh[33] (ou 0,7 TWh selon le Distributeur?[34]). Il n'a toutefois pas commandé de rappels pour les autres mois dont décembre contrairement à ce qui avait été planifié dans la cause tarifaire 2013-2014[35].

[31] Rapport annuel 2013, HQD-3, document 1.3.
[32] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 41, tableau 4C-1.
[33] 400 MW pendant 744 heures en janvier et 672 heures en février.
[34] B-0020, HQD-6, document 1, page 9, tableau 4.
[35] R-3814-2012, B-0077, HQD-1, document 2.8, page 5, tableau E7-B.

Avec les données ayant servi à construire la figure 1, on peut estimer l'effet sur les achats de court terme d'avoir procédé ou non à un rappel à un mois donné. Le tableau 4, préparé par l'AHQ-ARQ, résume les conclusions d'une telle analyse pour les mois de janvier, février et décembre 2013.

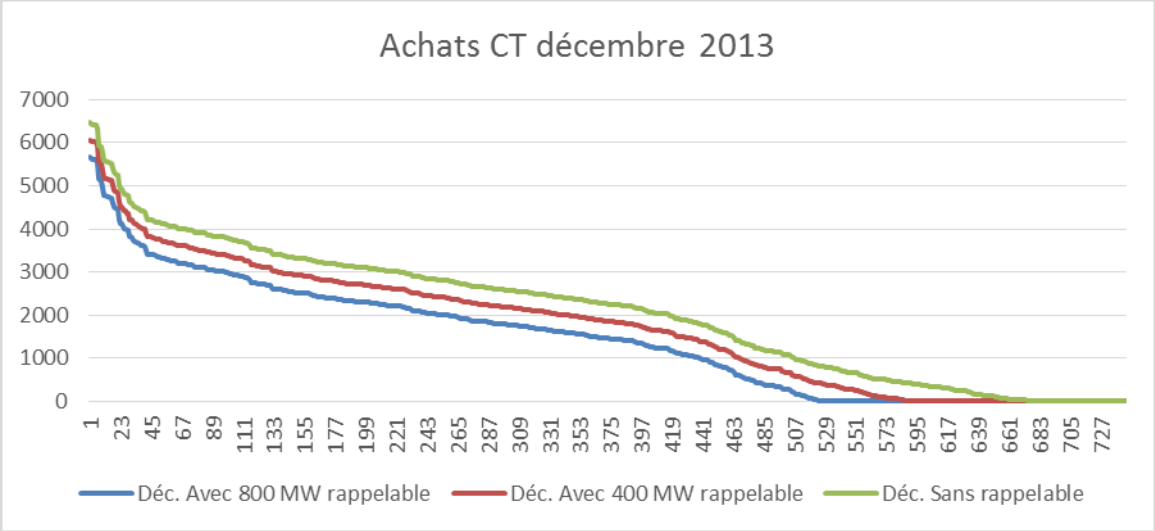
Tableau 4
Estimation des achats de court terme avec et sans rappels
Janvier – Février – Décembre 2013

	AVEC RAPPEL 400 MW		SANS RAPPEL		GAIN DU RAPPEL	
	Heures	GWh	Heures	GWh	GWh	M$
Janvier 2013	432	381		554	-173	-11,9
Février 2013	437	343		518	-175	-12,0
Décembre 2013	595	1293	682	1547	-254	-17,4

Le tableau indique que, n'eut été des rappels de 400 MW en janvier et en février 2013, les achats de court terme auraient été augmentés de l'ordre de 12 M$ pour chacun de ces mois. Il est à noter qu'à défaut de disposer de prix d'achats de court terme horaires ou même mensuels, l'AHQ-ARQ doit utiliser la valeur moyenne annuelle de 68,8 $/MWh pour approximer la valeur monétaire des achats de court terme.

Pour ce qui est de décembre 2013, la figure 2 illustre la situation.

Figure 2
Achats de court terme classés avec et sans rappels
Décembre 2013



La courbe supérieure (en vert) montre les achats de court terme horaires en ordre décroissant; on remarque des valeurs non nulles pour 682 heures conformément au tableau 4.

La courbe médiane (en rouge) montre les achats de court terme dans un cas où le Distributeur aurait demandé des rappels de 400 MW. On peut voir, tout comme dans le tableau 4, qu'avec un rappel de 400 MW, le nombre d'heures d'achats de court terme passerait de 682 à 595. De plus, la surface entre les deux courbes supérieures, soit de 254 GWh (17,4 M$), indique le gain associé à un tel rappel.

La courbe inférieure (en bleu) montre les achats de court terme dans un cas où le Distributeur aurait demandé et obtenu des rappels de 800 MW. On peut calculer, avec les données ayant servi à construire la figure 2, qu'un rappel de 400 MW additionnels pour atteindre 800 MW aurait entraîné un gain additionnel de 223 GWh (15 M$).

On peut donc conclure que le fait de ne pas avoir procédé à un rappel de 400 MW en décembre 2013 a entraîné des achats de court terme de 17,4 M$ (voir tableau 4) qui auraient pu être évités avec une stratégie optimale.

Toutefois, d'autres éléments entrent dans la décision de rappeler ou non de l'énergie pour un mois donné. C'est pourquoi l'AHQ-ARQ a préparé le tableau 5 pour résumer tous ces éléments qui doivent être pris en compte en illustrant le calcul du gain associé à un rappel de 400 MW en décembre 2013.

Tableau 5
Résumé du gain économique d'un rappel de 400 MW en décembre 2013

Paramètre	Unité		Valeur	Notes
Mois			déc-13	Cas étudié
Puissance du rappel	(MW)	(1)	400	Cas étudié
Coût unitaire de la puissance (Conventions)	($/kW-mois)	(2)	2,95	US$
Coût unitaire de la puissance évitée	($/kW-mois)	(3)	2,95	US$: hypothèse conservatrice
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	(4)	0	= ((3)-(2)) x (1) / 1000
Nombre d'heures dans le mois		(5)	744	
Énergie du rappel	(GWh)	(6)	297,6	= (1) x (5) / 1000
Coût unitaire du rappel (Conventions)	($/MWh)	(7)	55,8	B-0020, HQD-6, document 1, page 17
Coût unitaire de l'énergie évitée	($/MWh)	(8)	27,8	B-0021, HQD-6, document 2, page 6
Coût net de l'énergie du rappel	(M$)	(9)	8,3	= (6) x ((8) - (7)) / 1000
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	(10)	17,4	Analyse tableau 3
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	(11)	9,1	= (10) - (9)
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	(M$)	(12)	**9,1**	= (4) + (11)
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	(M$)	(13)	**8,3**	= (9) (Année courante ou future)

Source (2): http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do (Article 2.2.11 (iv) des Conventions)

Le tableau indique notamment que :

- Un rappel de 400 MW en décembre 2013 entraîne un coût de puissance selon les termes des Conventions. Pour l'exemple de décembre 2013, la puissance aurait été facturée au coût de 2,95 $US/kW-mois. Par contre, le Distributeur aurait en même temps évité un coût de puissance pour ce 400 MW. Le tableau suppose que ce coût évité serait le même que le coût facturé mais cette hypothèse demeure conservatrice selon les informations fournies par le Distributeur[36].

[36] Voir notamment R-3726-2010, HQD-2, document 1, page 22, réponse 9.3; et R-3854-2013, B-0088, HQD-15, document 1, pages 18 à 20, réponse 9.3.

- L'énergie rappelée de 297,6 GWh aurait entraîné un déboursé net de 8,3 M$ en 2013 selon les prix des Conventions et en tenant compte de l'énergie patrimoniale évitée et de son coût. Toutefois, ce montant serait récupéré par une quantité équivalente d'énergie qui serait différée dans la même année ou dans une année subséquente.
- L'opération amène un gain de 9,1 M$ dans l'année du rappel plus un gain équivalant à 8,3 M$ dans l'année où l'énergie équivalente serait différée.

Cet exemple confirme bien que le gain net de l'opération de rappeler 400 MW en décembre 2013 peut être estimé à 17,4 M$ en achats de court terme évités, dont 9,1 M$ seraient récupérés en 2013.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle ne reconnaisse pas la portion de 17,4 M$ des coûts des achats de court terme de 166,3 M$ pour l'année 2013 et qu'en contrepartie, elle reconnaisse un montant additionnel de 8,3 M$ d'achats du contrat de base auprès du Producteur pour 2013.

Une autre recommandation suivra plus bas pour l'énergie différée de 2015 et celle-ci permettra de récupérer le montant de 8,3 M$ du tableau 5 ci-dessus.

Pour terminer, l'AHQ-ARQ précise que l'évaluation faite dans cette section avait pour but d'illustrer l'avantage économique des rappels dans les mois où le Distributeur prévoit recourir à des achats d'énergie de court terme.

L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de refaire l'évaluation des achats de court terme qui auraient été évités avec un rappel de 400 MW en décembre 2013 en utilisant des prix d'achats horaires ou à tout le moins mensuels, auxquels l'AHQ-ARQ n'avait pas accès.

3.2.2. Rappels d'énergie en 2014

Pour 2014, le Distributeur prévoyait des achats d'énergie de court terme de 0,2 TWh pour 11,8 M$, incluant l'énergie provenant du programme d'électricité interruptible. Avec la mise à jour la plus récente, ce sont plutôt 2,7 TWh qui sont maintenant prévus, pour 473,3 M$ et un coût moyen de 173,7 $/MWh[37]. Le Distributeur a fourni le tableau suivant pour montrer la répartition mensuelle de ces achats[38] :

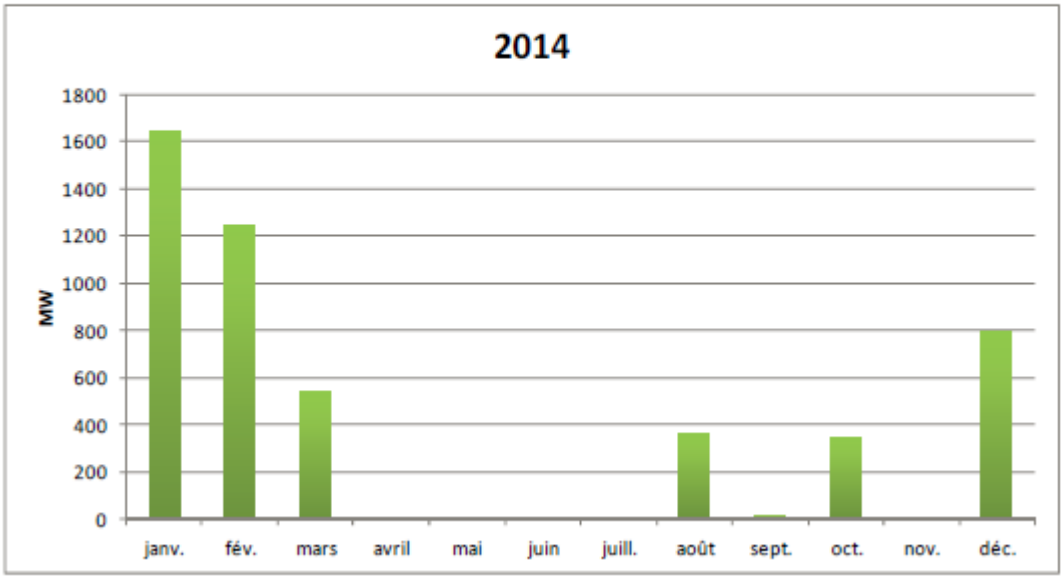
R-13.2-1 :
Achats de court terme en 2014

	Volume d'énergie (TWh)	Prix de l'énergie ($/MWh)
Janvier	0,9	256,1
Février	0,6	162,9
Mars	0,8	161,6
Avril	0,0	52,4
Mai	0,0	-
Juin	0,0	38,8
Juillet	0,0	-
Août	0,0	42,7
Septembre	0,0	-
Octobre	0,0	38,5
Novembre	0,1	46,6
Décembre	0,3	57,5
Total	**2,7**	**174,3**

Au moment de prendre les décisions de demander des rappels auprès du Producteur pour 2014, le Distributeur avait en main le graphique suivant illustrant ses besoins en achats de court terme d'au moins 400 MW pour les 4 mois d'hiver de 2014[39] :

[37] B-0020, HQD-6, document 1, page 6, tableau 1.
[38] B-0081, HQD-15, document 1.2, pages 32 à 34, réponse 13.2.
[39] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 32, graphique 4A-6.

GRAPHIQUE 4A-6
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2014 (EN MW/MOIS)



Toujours selon la démonstration mentionnée plus haut, le Distributeur avait donc avantage à demander des rappels d'au moins 400 MW pour chacun de ces quatre mois.

Cependant, dans le Plan déposé le 1er novembre 2013 d'où provient ce graphique, le Distributeur ne prévoyait pas de rappels pour 2014[40]. L'AHQ-ARQ a toutefois appris tout récemment que, contre toute attente, le Distributeur avait transmis une demande au Producteur le 15 septembre 2013 afin de demander le rappel de 150 MW pour les mois de janvier et de février 2014[41]. L'AHQ-ARQ déplore le fait qu'une telle information n'ait été divulguée que plus d'un an plus tard et que, de plus, elle entrerait en contradiction avec certaines informations fournies par le Distributeur depuis le 15 septembre 2013[42].

[40] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 41, tableau 4C-1.
[41] B-0116, HQD-15, document 4.1, pages 4 et 5, complément de réponse 4.1.
[42] C-AHQ-ARQ-0008, pages 5 à 9.

Pour ce qui est de décembre 2014, le Distributeur indiquait d'abord qu'il avait planifié des rappels de 400 MW[43]. Plus tard, le Distributeur ajoutait que le rappel sera plutôt de 600 MW[44]. Les rappels prévus au dossier totalisent 510,0 GWh[45] pour 2014 (ou 0,6 TWh selon le Distributeur?[46]).

Pour 2014, l'AHQ-ARQ espérait procéder au même exercice que pour 2013, soit d'évaluer les achats de court terme qui auraient été évités pour les mois de janvier à mars, avec une stratégie optimale de rappels, tel que décrit plus haut. Le Distributeur a toutefois choisi de ne pas fournir l'information requise pour le faire[47] dont minimalement le nombre d'heures de chaque mois où des achats de court terme ont été observés. Par conséquent, l'AHQ-ARQ devra se rabattre sur des approximations pour évaluer les achats de court terme ayant pu être évités pour les mois de janvier, février et mars 2014.

Pour ce faire, l'AHQ-ARQ se basera sur le taux moyen des achats de court terme que le Distributeur a réalisés pendant les mois d'hiver de l'année 2013. Le tableau 6 a été préparé par l'AHQ-ARQ afin de déterminer cette valeur.

[43] B-0020, HQD-6, document 1, page 5.
[44] B-0116, HQD-15, document 4.1, pages 4 et 5, complément de réponse 4.1.
[45] 150 MW pendant 744 heures en janvier et 672 heures en février plus 400 MW pendant 744 heures en décembre; aussi B-0020, HQD-6, document 1, page 5, ligne 10.
[46] B-0020, HQD-6, document 1, page 9, tableau 4.
[47] B-0086, HQD-15, document 4, pages 9 et 10, réponses 5.1 et 5.2; et B-0114, page 3.

Tableau 6
Calcul de la puissance moyenne des achats de court terme
Mois d'hiver de 2013

	Heures	Énergie (GWh)	Puissance moyenne (MW)
Janvier 2013	432	381	881
Février 2013	437	343	785
Mars 2013	18	4	217
Décembre 2013	682	1547	2268
TOTAL	1569	2274	**1449**

À partir du résultat de 1 449 MW, l'AHQ-ARQ utilisera une valeur conservatrice de 1 500 MW pour déterminer le nombre d'heures des achats de court terme de 2014.

Le tableau 7 estime les quantités d'achats de court terme qui auraient pu être évitées par des rappels d'énergie de 400 MW pour les trois premiers mois de 2014, au lieu de rappels de 150 MW en janvier et février seulement. De plus, il évalue les achats de court terme qui seraient évités par le fait que le rappel sera de 600 MW pour décembre alors que le dossier à l'origine ne prévoyait que 400 MW.

Tableau 7
Estimation des achats de court terme évités pour 2014

	Énergie (TWh) (1)	Puissance moyenne (MW) (2)	Heures (3)	Rappel prévu (MW) (4)	Rappel possible (MW) (5)	Achats évités (TWh) (6)	Prix moyen ($/MWh) (7)	Achats évités (M$) (8)
Janvier 2014	0,9	1500	600	150	400	0,15	256,1	38,4
Février 2014	0,6	1500	400	150	400	0,10	162,9	16,3
Mars 2014	0,8	1500	533	0	400	0,21	161,6	34,5
Décembre 2014	0,3	1500	200	400	600	0,04	57,5	2,3
TOTAL	2,6	1500	1733			0,50		**91,5**

(1) et (7): B-0081, page 33.

(2): Hypothèse conservatrice, voir tableau 3.

(3) = (1) x 1000000 / (2)

(4) et (5): B-0116, pages 3 et 4.

(6) = ((5)-(4)) x (3) / 1000000

(8) = (6) x (7)

Le tableau 7 montre que les achats de court terme pourraient être réduits de 91,5 M$ pour l'année de base 2014, estimation faite à partir des informations incomplètes mises à la disposition de l'AHQ-ARQ par le Distributeur.

Le tableau 8 résume les gains économiques pour l'ensemble de l'année 2014 associés aux rappels additionnels recommandés au tableau 7. Ce tableau 8 a été préparé à partir des tableaux mensuels A-1 à A-4 présentés à l'annexe A du présent mémoire selon le même format que le tableau 5 apparaissant plus haut pour résumer le gain économique d'un rappel de 400 MW pour le mois de décembre 2013.

Tableau 8
Résumé des gains économiques des rappels additionnels recommandés par l'AHQ-ARQ pour 2014

Paramètre	Unité	Janvier	Février	Mars	Décembre	TOTAL
Puissance du rappel additionnel	(MW)	250	250	400	200	
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	0,2	0,1	0	0	0,2
Énergie du rappel additionnel	(GWh)	186,0	168,0	297,2	148,8	800,0
Coût net de l'énergie du rappel additionnel	(M$)	5,2	4,7	8,4	4,2	22,5
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	38,4	16,3	34,5	2,3	91,5
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	33,2	11,6	26,1	-1,9	69,0
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	**(M$)**	**33,4**	**11,6**	**26,1**	**-1,9**	**69,2**
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	**(M$)**	**5,2**	**4,7**	**8,4**	**4,2**	**22,5**

Le tableau 8 indique notamment que les rappels additionnels recommandés par l'AHQ-ARQ amèneraient un gain net estimé à 69,2 M$ pour l'année 2014, soit :

- une réduction de 91,5 M$ des achats de court terme
- une réduction de 0,2 M$ des achats de puissance
- une augmentation de 22,5 M$ des achats auprès du Producteur sur les contrats de long terme.

De plus, l'augmentation de 22,5 M$ des achats auprès du Producteur serait récupérée par une quantité équivalente d'énergie qui serait différée dans la même année ou dans une année subséquente. L'opération amènerait donc un gain de 69,2 M$ dans l'année du rappel plus un gain équivalant à 22,5 M$ dans l'année où l'énergie serait différée.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle ne reconnaisse pas la portion de 91,5 M$ des coûts des achats de court terme de 473,3 M$ et la portion de 0,2 M$ des achats de puissance de 18,5 M$ pour l'année 2014 et qu'en

contrepartie, elle reconnaisse un montant additionnel de 22,5 M$ d'achats des contrats de long terme auprès du Producteur pour 2014.

Une autre recommandation suivra plus bas pour l'énergie différée de 2015 et qui permettra de récupérer le montant de 22,5 M$ du tableau 8.

L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de refaire l'évaluation des achats de court terme qui auraient été évités avec les rappels recommandés par l'AHQ-ARQ pour les mois d'hiver de 2014 en utilisant des prix d'achats horaires ou à tout le moins mensuels et le nombre d'heures de chaque mois où des achats de court terme ont été observés, auxquels l'AHQ-ARQ n'avait pas accès. Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de refaire l'évaluation pour l'année historique 2014 dès que toutes les données seront disponibles.

Pour bien situer les recommandations de l'AHQ-ARQ dans cette section sur les rappels de 2014, il importe de rappeler que la Régie considérait qu'il était approprié de différer de l'énergie en 2013[48]. De plus, la Régie jugeait raisonnable la stratégie de ne pas différer l'énergie du contrat de base pour 2014 seulement[49] :

> « *[186] Considérant ce qui précède, la Régie juge raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base en 2014. Néanmoins, elle lui rappelle qu'il a le devoir de s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible. Le Distributeur doit constamment évaluer toutes les stratégies lui permettant de réduire ses coûts d'approvisionnement.* » (Nous soulignons)

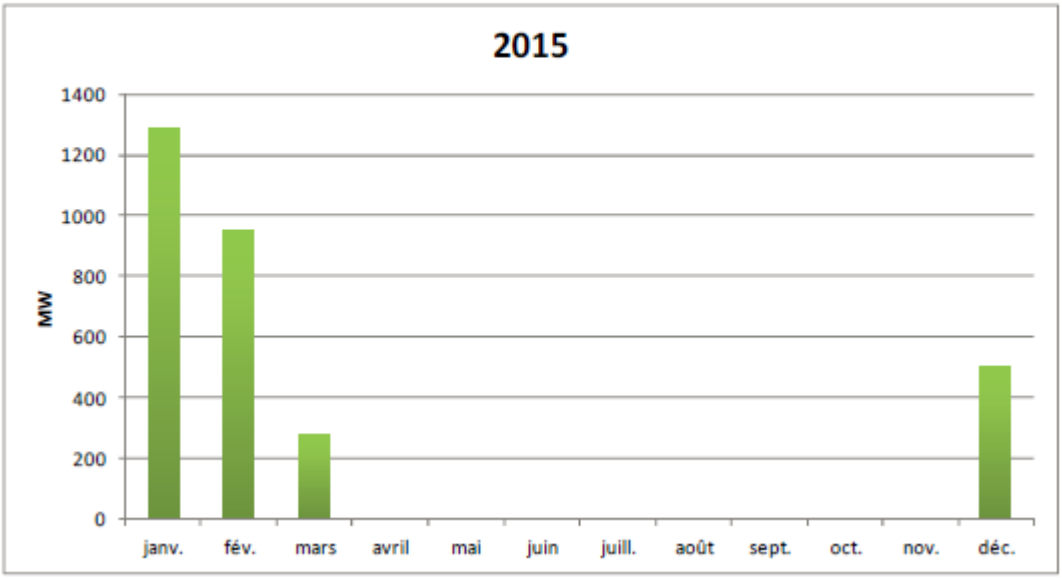
[48] Décision D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 16, paragraphe 48.
[49] Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, page 58, paragraphe 186.

L'AHQ-ARQ constate que la Régie se prononçait sur l'opportunité de différer de l'énergie pour 2014 mais non pas sur celle d'en rappeler. Le Distributeur ne pourrait donc pas invoquer cette décision de la Régie pour ne pas le faire. D'ailleurs, comme il a été mentionné plus haut, il a choisi de le faire pour janvier, février et décembre 2014 et l'AHQ-ARQ est d'avis qu'il en est de la responsabilité du Distributeur d'optimiser les rappels à tout moment où les modalités des Conventions lui permettent de le faire.

3.2.3. Rappels d'énergie en 2015

Le besoin d'achats de court terme pour 2015 est illustré par le graphique suivant[50] :

GRAPHIQUE 4A-7
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2015 (EN MW/MOIS)



Comme le Distributeur n'a pas jugé utile de fournir une mise à jour de ce graphique[51], l'AHQ-ARQ considérera qu'il est encore valable pour les fins de

[50] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 33, graphique 4A-7.
[51] B-0086, HQD-15, document 4, pages 8 et 9, réponse 4.7; et B-0116, HQD-15, document 4.1, pages 6 et 7, complément de réponse 4.7.

détermination du besoin d'achats de court terme. Ce graphique montre des besoins d'achats de court terme d'au moins 800 MW pour les mois de janvier et de février, d'au moins 400 MW pour le mois de décembre et d'au moins 200 MW pour le mois de mars. Il sera d'ailleurs intéressant de connaître les demandes faites par le Distributeur avant le 15 septembre 2014 pour les rappels de l'hiver 2014-2015.

L'AHQ-ARQ a encore moins d'informations pour 2015 qu'elle n'en avait pour 2013 et 2014 plus haut. Elle ne dispose que des informations du Plan selon lesquelles des achats de court terme seraient requis, dans un cas déterministe, pour environ 300 heures en 2015[52]. À partir des quelques informations disponibles, l'AHQ-ARQ a préparé le tableau A-5 qu'on retrouve en annexe A du présent mémoire et qui démontre, encore une fois, l'intérêt de rappeler de l'énergie au cours des quatre mois d'hiver de 2015, pour une réduction des achats de court terme de 8,7 M$.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle base les coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2015 sur des rappels d'énergie de 600 MW pour le mois de janvier 2015, de 400 MW pour les mois de février et décembre 2015 et de 200 MW pour le mois de mars 2015.

Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle ne reconnaisse pas la portion de 8,7 M$ des coûts des achats de court terme de 25,1 M$[53] pour 2015 et qu'en contrepartie, elle reconnaisse un montant additionnel de 33,8 M$ d'achats des contrats de long terme auprès du Producteur pour 2015.

Une autre recommandation suivra plus bas pour l'énergie différée de 2015 et qui permettra de récupérer le montant de 33,8 M$ du tableau A-5.

[52] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4, page 30, figure 4A-3.
[53] B-0020, HQD-6, document 1, page 17.

L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de refaire l'évaluation des achats de court terme qui seraient évités avec les rappels recommandés par l'AHQ-ARQ pour les mois d'hiver de 2015 en utilisant des prévisions de prix d'achats horaires ou à tout le moins mensuels et des prévisions du nombre d'heures de chaque mois où des achats de court terme seraient requis. Aussi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de refaire l'évaluation pour l'année de base 2015 dans la prochaine cause tarifaire puis pour l'année historique 2015 dès que toutes les données seront disponibles.

3.2.4. Énergie différée en 2015

3.2.4.1. Justification du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2015

Dans sa preuve déposée le 1er août 2014, le Distributeur justifie tout simplement comme suit la stratégie de ne pas différer d'énergie pour 2015, sans aucune justification ou démonstration additionnelle[54] :

> « *aucune quantité d'énergie rappelée ni différée (Conventions d'énergie différée) ;* »

En réponse à des demandes de renseignements de certains intervenants, il fournit la réponse générique suivante[55] :

> « *Le Distributeur rappelle que dans la preuve qu'il a soumise au soutien de sa demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (R-3864-2013), il a exposé en détail ses stratégies d'approvisionnement. La question des conventions pour différer l'énergie des contrats en base et cyclable avec le Producteur tout comme celle de la revente y ont été plus particulièrement traitées. Le Distributeur a ainsi précisé sa position à l'effet que dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, il ne planifiait plus*

[54] B-0020, HQD-6, document 1, page 7, ligne 8.
[55] B-0084, HQD-15, document 2, pages 8 et 9, réponse 4.1.

> *avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des conventions ni à la revente.*
>
> *Ces questions ont également été abordées dans la preuve de plusieurs intervenants et ont fait l'objet de nombreuses demandes de renseignements et de questions lors des audiences qui ont eu lieu à la fin du mois de juin 2014. La demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur est maintenant prise en délibérée* (sic) *par la Régie*.
>
> *Par ailleurs, tel qu'il appert de la preuve soumise dans le cadre de la présente demande, la position du Distributeur est la même que celle exposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023. Vu ce qui précède, le Distributeur invite l'intervenante à revoir l'ensemble de la stratégie du Distributeur présentée récemment dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement 2014-2023.* » (Nous soulignons)

Il ajoute[56] :

> « *Dans sa décision D-2014-037 relative au dossier tarifaire 2014-2015 (R-3854-2013), la Régie jugeait raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base (paragr. 186). La question en l'instance est donc de savoir si les faits au présent dossier permettent d'en arriver à la même conclusion. Or, nul doute qu'il y a suffisamment d'informations pour analyser les impacts des stratégies du Distributeur et formuler des conclusions d'autant plus que le contexte d'équilibre offre – demande qui prévalait alors n'a pas changé.*
>
> *D'ailleurs, il n'y a aucune démonstration permettant d'affirmer que la position du Distributeur est ambiguë ou imprécise et le niveau d'information offert ne peut lui être reproché dans la mesure où le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de Distribution est scrupuleusement respecté.* » (Nous soulignons)

La décision D-2014-037 citée par le Distributeur porte sur la stratégie de différer ou non de l'énergie en 2013 et 2014 seulement. Pour 2013, la Régie considérait d'ailleurs qu'il était approprié de différer de l'énergie (paragraphe 166) alors que le Distributeur prévoyait de laisser un important volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 4,2 TWh[57].

[56] B-0114, page 2.
[57] Décision D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 14, paragraphe 40.

De plus, la Régie jugeait raisonnable la stratégie de ne pas différer l'énergie du contrat de base pour 2014 seulement[58] :

> « *[186] Considérant ce qui précède, la Régie juge raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base en 2014. Néanmoins, elle lui rappelle qu'il a le devoir de s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible. Le Distributeur doit constamment évaluer toutes les stratégies lui permettant de réduire ses coûts d'approvisionnement.* » (Nous soulignons)

Les deux dernières phrases de la citation parlent d'elles-mêmes sur l'obligation du Distributeur de revoir et de justifier ses stratégies à chaque année. Les conclusions obtenues pour 2014 ne s'appliquent nullement à 2015 sans le besoin d'une nouvelle démonstration.

Le Distributeur mentionne que « *le contexte d'équilibre offre – demande qui prévalait alors n'a pas changé* », soit depuis le dossier tarifaire 2014-2015. L'AHQ-ARQ ne partage pas cette conclusion du Distributeur puisqu'à tout le moins, les trois changements significatifs suivants sont survenus :

- Hausse des besoins prévus de 21 TWh sur la période 2014-2027[59];
- Des rappels d'énergie non prévus ont été demandés et obtenus en 2014[60]; et
- Des changements sur l'offre sont survenus[61].

De plus, l'AHQ-ARQ est d'avis que les perspectives du Plan Nord[62] et des dispositions tarifaires visant le développement économique[63], par ailleurs non

[58] Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, page 58, paragraphe 186.
[59] B-0020, HQD-6, document 1, page 5.
[60] B-0086, HQD-15, document 4, page 7, réponse 4.1.
[61] B-0020, HQD-6, document 1, page 7.
[62] B-0015, HQD-4, document 2, page 10.
[63] B-0078, HQD-14, document 6.

incluses dans la prévision actuelle du Distributeur tel qu'il l'a précisé lors de la rencontre d'information du 19 septembre 2014, pourraient contribuer à réduire encore plus les surplus prévus.

3.2.4.2. Recommandations de l'AHQ-ARQ sur l'énergie à différer en 2015

L'AHQ-ARQ tient d'abord à souligner qu'elle doit baser ses recommandations sur un bilan d'énergie 2014-2027 qui n'est pas à jour[64]. De plus, les tableaux de suivi des Conventions ne sont pas à jour non plus étant donné que le Distributeur a procédé à des rappels qui n'y apparaissent pas, tel que mentionné plus haut.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de déposer, lors de chaque cause tarifaire, des bilans de puissance et d'énergie à jour à l'horizon 2027 de même que les bilans de l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée à l'horizon 2027.

L'AHQ-ARQ remarque que le Distributeur n'a toujours pas fourni de justification économique de ne pas différer d'énergie en 2015 malgré les demandes répétées de la Régie à cet égard[65]. Le Distributeur n'a pas non plus démontré l'impossibilité de différer de l'énergie en 2015. De plus, le Distributeur prévoit un volume de 6,6 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée (comparativement à 4,7 TWh prévus en 2013 alors que la Régie recommandait de différer de l'énergie).

Malgré tout, l'AHQ-ARQ constate que les rappels demandés par le Distributeur en 2014 de 150 MW en janvier et février et de 600 MW en décembre pour un total de 658,8 GWh permettront de réduire le solde d'énergie différée d'autant, toutes autres choses étant égales par ailleurs. De plus, les autres rappels recommandés par l'AHQ-ARQ plus haut pour décembre 2013 (297,6 GWh, voir

[64] B-0086, HQD-15, document 4, pages 5 et 6, réponses 3.1 à 3.3.
[65] Décision D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 16, paragraphe 48; et Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 53, paragraphe 167.

tableau 5), pour 2014 (800,0 GWh voir tableau 8) et pour 2015 (1 161,2 voir tableau A-5) réduiraient le solde de 2 258,8 GWh additionnels, pour un total de 2 917,6 GWh.

Le solde d'énergie différée se situait à 4,7 TWh au début mars 2013[66]. Avec les rappels de 2,9 TWh mentionnés ci-dessus, le solde serait ramené à seulement 1,8 TWh si on ne différait pas plus d'énergie.

En différant 2,0 TWh d'énergie en 2015, le solde d'énergie différée serait de 3,8 TWh au début de 2016, ce qui serait encore plus bas que celui de 4,7 TWh prévu par le Distributeur. De plus, il convient de rappeler que l'expert retenu par l'AHQ-ARQ dans le dossier du Plan a démontré la rentabilité de rappels pour tous les mois d'hiver à compter de l'hiver 2014-2015, et ce, jusqu'en février 2027[67], ce qui donne au moins 51 mois de rappels, soit 33 mois de plus que ce que prévoit le Distributeur[68].

Toute énergie différée en 2015 serait compensée par de l'électricité patrimoniale à un prix unitaire de 28,4 $/MWh au lieu du prix des contrats de 57,5 $/MWh (voir tableau A-5 à l'annexe A), soit une réduction de 58,2 M$ pour 2,0 TWh.

L'AHQ-ARQ recommande donc de différer 2,0 TWh en 2015. Par conséquent, elle recommande à la Régie de ne pas reconnaître une portion de 58,2 M$ des achats de long terme de 217,9 M$ auprès d'HQP.

3.2.5. Rappels pour des besoins fermes des marchés québécois

À maintes reprises, le Distributeur a répété que les Conventions d'énergie différée permettent au Distributeur de rappeler de l'énergie afin de répondre à

[66] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, tableau 4C-1.
[67] R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-011, pages 40 et 41.
[68] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 41, tableau 4C-1.

des besoins fermes en énergie[69], sans autre explication détaillée. Par ailleurs, les Conventions indiquent que les reports de quantités d'énergie doivent servir pour des fins d'approvisionnement des marchés québécois uniquement et que le Distributeur ne peut pas procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit[70].

Pour mieux comprendre les obligations du Distributeur en termes de rappels, l'AHQ-ARQ a préparé le tableau 9 à partir des informations fournies par le Distributeur en suivi de l'entente globale cadre[71] et d'informations du présent mémoire.

Tableau 9
Utilisation en heures de l'énergie rappelée (réelle et projetée)
2011-2014

Mois		Rappel (MW)	Besoins fermes marchés québécois (heures)	Patrimonial inutilisé (heures)	Revente (heures)
Janvier 2011	R	550	348	396	0
Février 2011	R	700	627	45	0
Mars 2011	R	250	431	313	0
Janvier 2012	R	600	284	460	0
Février 2012	R	400	40	656	0
Janvier 2013	R	400	432	312	0
Février 2013	R	400	437	235	0
Décembre 2013	P	400	595	149	0
Janvier 2014	R	150	600	144	0
Février 2014	R	150	400	272	0
Mars 2014	P	400	533	211	0
Décembre 2014	R	600	200	544	0

Note : R : rappel réel; P : proposé par l'AHQ-ARQ

[69] Voir notamment B-0085, HQD-15, document 3, page 28, réponse 18.2; et R-3864-2013, B-0028, HQD-3, document 3, page 18, réponse 6.1.
[70] R-3726-2010, HQD-1, document 3.1, pages 2 et 5.
[71] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2009-107.html .

Par exemple, le tableau indique que le rappel de 700 MW en février 2011 a permis d'alimenter des besoins fermes des marchés québécois pendant 627 heures dans ce mois alors que l'électricité patrimoniale inutilisée a été augmentée pour les 45 heures restantes du mois et qu'aucune revente n'a été générée tout comme pour tous les cas présentés d'ailleurs.

À l'autre extrême, le rappel de 400 MW de février 2012 n'a permis d'alimenter des besoins fermes que pendant 40 heures alors que l'électricité patrimoniale inutilisée a été augmentée pour la majorité des heures du mois, soit pour 656 heures. Malgré tout, même avec un si petit nombre d'heures d'alimentation des besoins fermes, l'AHQ-ARQ est d'avis que le rappel a été favorable et qu'il respecte entièrement les conditions des Conventions.

L'AHQ-ARQ soumet qu'il est très peu probable qu'un rappel ne génère pas d'électricité patrimoniale inutilisée dans un mois donné. Mais un tel résultat ne préoccupe nullement l'AHQ-ARQ puisque, premièrement, l'électricité patrimoniale inutilisée sera réduite lorsque l'énergie ainsi rappelée sera différée éventuellement et que, deuxièmement, selon le Distributeur, la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale est sans coût[72].

Le tableau 9 montre que les rappels recommandés par l'AHQ-ARQ, notamment en décembre 2013 et en mars 2014, se comparent avantageusement aux autres rappels du tableau en ce qu'ils permettent d'alimenter des besoins fermes des besoins québécois.

3.2.6. Synthèse des recommandations de la section 3.2

Les recommandations de la section 3.2 se résument dans le tableau 10 pour un total de 111,4 M$ à ne pas reconnaître sur la période 2013-2015. De plus, selon

[72] R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 27.

les recommandations de l'AHQ-ARQ, le solde d'énergie ne sera que de 3,8 TWh au début de 2016.

Tableau 10
Synthèse des recommandations de l'AHQ-ARQ sur les Conventions
Montants annuels à ne pas reconnaître

	(M$)
2013	9,1
2014	69,2
2015	33,1
TOTAL	111,4

3.3. Achats de court terme

L'AHQ-ARQ est préoccupée par la sous-estimation importante des achats de court terme en 2013 et en 2014 mentionnés plus haut. Par exemple, en 2014, la prévision des coûts des achats de court terme est passée de 11,8 M$ à 473,3 M$. L'AHQ-ARQ analysera la sous-estimation des achats de court terme puis proposera un indicateur pour mesurer la performance du Distributeur.

3.3.1. Sous-estimation des achats de court terme

Pour 2013, le Distributeur justifie par une vague de froid survenue en janvier des achats d'énergie de court terme qui ont dépassé la prévision de l'année de base par rapport à l'année témoin[73]. Par la suite, l'écart considérable entre l'année de base et l'historique s'expliquerait par des températures froides observées en novembre et décembre 2013[74].

Pour 2014, le Distributeur observe encore une hausse importante entre l'année témoin et l'année de base pour les achats d'énergie de court terme, encore une fois pour des conditions plus froides que la normale. L'AHQ-ARQ a analysé la performance du Distributeur dans la prévision des achats court terme et a préparé le tableau 11.

[73] R-3854-2013, B-0093, HQD-15, document 6, réponse 28.1.
[74] B-0020, HQD-6, document 1, page 11, lignes 9 à 12.

Tableau 11
Achats d'énergie de court terme

	Année témoin (TWh)	Année de base (TWh)	Historique (TWh)	Écart (TWh)	Écart (%)
2008	0,03	0,41	0,90	0,87	
2009	0,53	0,98	1,16	0,63	
2010	0,08	0,11	0,73	0,65	
2011	0,40	0,61	0,63	0,22	
2012	0,36	0,19	0,27	-0,09	
2013	0,69	0,75	2,42	1,72	
2014	0,22	2,72			
2015	0,35				
TOTAL 2008-13	**2,10**	**3,06**	**6,10**	**4,00**	**190%**

Sources : Document Approvisionnements en électricité des causes tarifaires

On peut constater que le Distributeur a tendance à sous-estimer ses besoins en achats d'énergie court terme. Sur la période de 6 ans entre 2008 et 2013, l'historique a été près du triple de la prévision de l'année témoin (+190 %). Un tel résultat indique aussi qu'au moment de décider s'il rappelle ou non de l'énergie du solde d'énergie différée, le Distributeur sous-estime ses besoins.

Le Distributeur a illustré sa méthode de prévision dans le Plan[75] et d'une façon des plus succinctes dans le présent dossier[76]. Le Distributeur a confirmé que l'analyse se fait uniquement sur un seul cas déterministe de demande et d'offre[77]. L'AHQ-ARQ est d'avis qu'une telle approche a tendance à sous-estimer certains résultats et surtout les évaluations des moyens de gestion de dernier ressort qui se retrouvent dans la pointe de la courbe de demande. À titre d'exemple, on n'a qu'à citer les heures de délestage des études de fiabilité. Avec une approche déterministe, on ne voit généralement aucune heure de

[75] R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, pages 27 à 33.
[76] B-0081, HQD-15, document 1.2, page 34, réponse 13.3.
[77] R-3864-2013, B-0028, HQD-3, document 3, page 5, réponse 1.4.

défaillance; c'est avec une simulation stochastique des aléas pouvant survenir qu'on voit apparaître des heures de défaillance.

La distribution statistique du nombre d'heures d'utilité d'un moyen comme les rappels d'énergie n'est pas symétrique. En effet, le nombre d'heures ne peut pas devenir négatif alors qu'il n'y a aucune limite positive dans sa détermination dans le cas, par exemple, d'hivers froids.

Dans un tel contexte de l'utilisation d'un seul cas déterministe d'offre et de demande, la sous-estimation du nombre d'heures des moyens de gestion de la pointe n'est pas surprenante.

L'AHQ-ARQ est d'avis que, pour une année donnée, le Distributeur sous-estime l'utilisation des moyens comme les achats d'énergie de court terme et les rappels d'énergie des Conventions d'énergie différée. Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande l'utilisation de modèles de simulation stochastique avec plusieurs scénarios pour mieux prévoir les achats d'énergie de court terme et les rappels d'énergie et éliminer le biais systématique qui affecte présentement cette prévision.

L'AHQ-ARQ constate par ailleurs que le Distributeur a déjà présenté dans le passé des résultats probabilistes basés sur plusieurs simulations[78].

3.3.2. Indicateur des achats de court terme vs le recours à l'entente globale cadre

Le Distributeur décrit ainsi le degré d'utilisation de l'entente globale cadre pour 2013 :

> « *Par ailleurs, un volume d'électricité de 5,0 GWh a été acquis en dépassement de l'électricité patrimoniale pour l'année 2013, en vertu de*

[78] Notamment R-3568-2005, HQD-1, document 1, page 8, tableau 1.

> *l'entente globale cadre. Il s'agit du plus faible volume en dépassement depuis 2005. Les dépassements sont répartis entre les 300 heures de plus grande contribution (1,9 GWh), les 40 heures de plus faible contribution (1,4 GWh) et les autres heures (1,8 GWh).*
>
> *Les dépassements survenus lors des 300 heures de plus grande contribution s'expliquent par des écarts importants entre les besoins anticipés à quelques heures d'avis et les besoins observés le samedi 14 décembre et le mardi 17 décembre 2013. Malgré tous les efforts consentis par le Distributeur pour éviter ces dépassements lors de ces deux journées, les écarts n'ont pu être compensés entièrement par des approvisionnements supplémentaires.*
>
> *Le coût total des dépassements pour l'année 2013 s'est limité à 0,8 M$.* » (Nous soulignons)

À la lecture de ce passage, l'AHQ-ARQ comprend que le Distributeur consent des efforts importants pour éviter des dépassements de l'électricité patrimoniale, surtout pour les 300 heures de plus grande contribution alors que le prix est d'au moins 300 $/MWh[79]. Avec un tel prix qui, à première vue, peut sembler prohibitif, on peut penser que l'objectif de minimiser son utilisation dans cette tranche est un objectif valable. D'ailleurs, l'utilisation des ententes globales cadres depuis 2005 indique que les dépassements ont été très rares lors des 300 heures de plus grande contribution[80].

Mais une question se pose toutefois : Doit-on éviter le recours à l'entente globale cadre à tout prix? En d'autres mots, quel devrait être le niveau des efforts consentis pour éviter des dépassements?

La plus récente entente globale cadre stipule que[81] :

> « *Le Distributeur peut acheter les produits offerts par le Producteur, en dernier recours, après avoir utilisé de façon raisonnable tous les moyens d'approvisionnement.* » (Nous soulignons)

[79] R-3861-2013, B-0005, HQD-2, document 1, page 8.
[80] R-3861-2013, HQD-2, document 1, page 8, tableau 1.
[81] R-3861-2013, B-0004, article 6.1.

Or, l'AHQ-ARQ est d'avis qu'à la limite, un objectif qui serait de réduire le plus possible le recours à l'entente globale cadre peut avoir un effet pervers et entraîner des coûts non optimaux d'achats de court terme surtout quand les coûts unitaires de ces derniers sont élevés comme en 2014, par exemple. Selon l'AHQ-ARQ, il est important de déterminer quels sont les efforts à consentir de « façon raisonnable ».

La minimisation des recours à l'entente globale cadre doit s'agencer avec un autre objectif parfois opposé[82] :

> « *Le Distributeur maximise continuellement l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, les achats de court terme réalisés par le Distributeur visent à combler des besoins qui surviennent au-delà de l'électricité patrimoniale et des autres approvisionnements de long terme.* » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ veut s'assurer que la stratégie du Distributeur mène à un équilibre optimal entre ces deux objectifs et qu'elle n'a pas pour effet de « trop » le protéger contre l'éventualité de recourir à l'entente globale cadre. En effet, une stratégie trop prudente (et donc trop onéreuse) consisterait à se prémunir sur les horizons de 0 à 48 heures contre des aléas peu probables en contractant des achats d'énergie à fort volume afin d'éviter pratiquement tout risque de recourir à l'entente globale cadre. Une stratégie optimale, quant à elle, consisterait plutôt à déterminer un équilibre optimal entre les prix payés à très court terme et le coût de l'entente globale cadre et les diverses probabilités d'écarts de prévision sur les horizons de 0 à 48 heures et les délais d'engagement de tous les moyens à très court terme à la disposition du Distributeur (par exemple les achats de court terme, le contrat cyclable avec le Producteur et l'électricité interruptible). L'écart entre une stratégie optimale et une stratégie trop prudente peut, selon l'AHQ-ARQ, représenter une somme importante d'achats de court terme non requis, spécialement lors d'un hiver froid.

[82] B-0085, HQD-15, document 3, page 27, réponse 17.4.

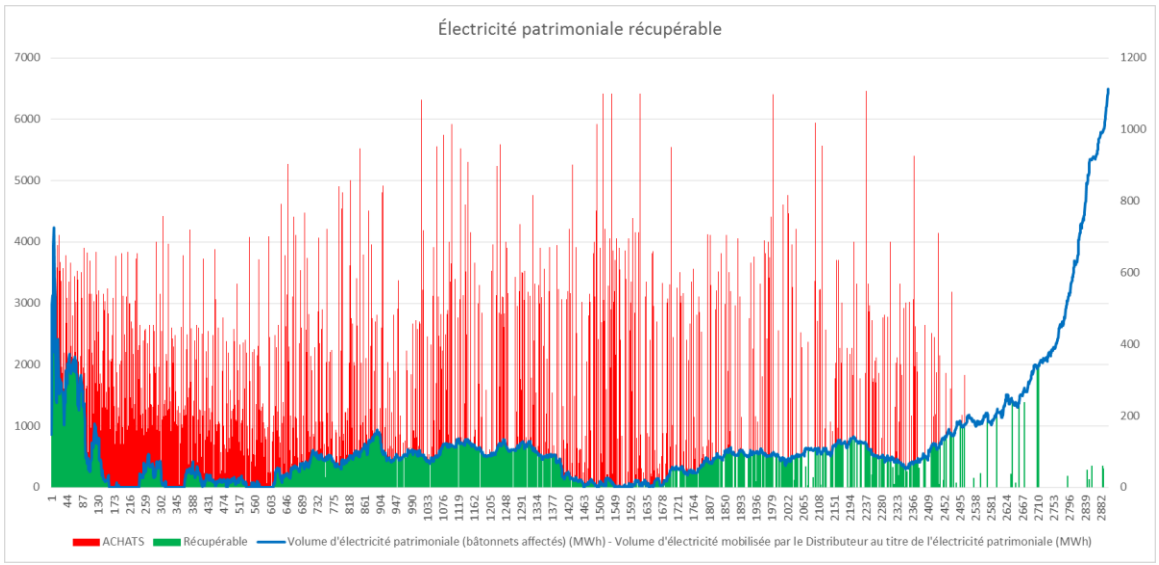
L'AHQ-ARQ souhaitait connaître la stratégie retenue en ce sens par le Distributeur, surtout dans un contexte de dépassement de plus de 460 M$ dans les achats d'énergie de court terme en 2014. Toutefois, elle n'a pu obtenir l'information qui aurait permis d'apprécier la stratégie du Distributeur[83].

À défaut de connaître la stratégie adoptée par le Distributeur pour éviter le plus possible les dépassements en vertu de l'entente globale cadre, l'AHQ-ARQ s'est demandée si le Distributeur procédait à une analyse *a posteriori* après chaque année pour quantifier la portion des achats d'énergie de court terme qui s'est traduite par de l'électricité patrimoniale inutilisée. Selon l'AHQ-ARQ, un tel indicateur serait utile pour évaluer la performance du Distributeur dans l'optimisation des achats de court terme versus l'utilisation de l'entente globale cadre. Le Distributeur n'a pas indiqué si une telle analyse était faite[84], alors l'AHQ-ARQ a fait l'exercice basé sur les données disponibles de l'année 2013[85].

La figure 3, préparée par l'AHQ-ARQ, montre la vue d'ensemble des achats de court terme (incluant l'utilisation de l'électricité interruptible) et l'énergie patrimoniale inutilisée pour les quatre mois d'hiver de 2013.

[83] B-0086, HQD-15, document 4, pages 10 et 11, réponses 5.4, 5.5 et 5.6.
[84] B-0086, HQD-15, document 4, page 10, réponse 5.3.
[85] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2009-107/HQD_Releves2013_SuiviD2009-107_30avril2014.pdf .

Figure 3
Achats de court terme vs énergie patrimoniale inutilisée (MWh/heure) - Quatre mois d'hiver de 2013 classés en ordre décroissant des valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale



Dans la figure 3 où les données sont classées en ordre décroissant des valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, les bâtonnets rouges indiquent les achats d'énergie de court terme (incluant l'utilisation de l'électricité interruptible) selon l'échelle de gauche. La courbe bleue, selon l'échelle de droite, montre l'électricité patrimoniale pour les mêmes heures alors que la surface en vert (selon l'échelle de droite) montre l'intersection des deux courbes et représente l'électricité patrimoniale qui aurait pu être récupérée avec un appariement parfait entre les achats de court terme et les besoins.

Pour mieux illustrer le principe, la figure 4 montre un zoom sur la partie inférieure du graphique, soit les premiers 800 MWh/heure alors que la figure 5 montre un zoom additionnel sur les 300 heures de plus grande contribution.

Figure 4
Achats de court terme vs énergie patrimoniale inutilisée (MWh/heure) - Quatre mois d'hiver de 2013 classés en ordre décroissant des valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale

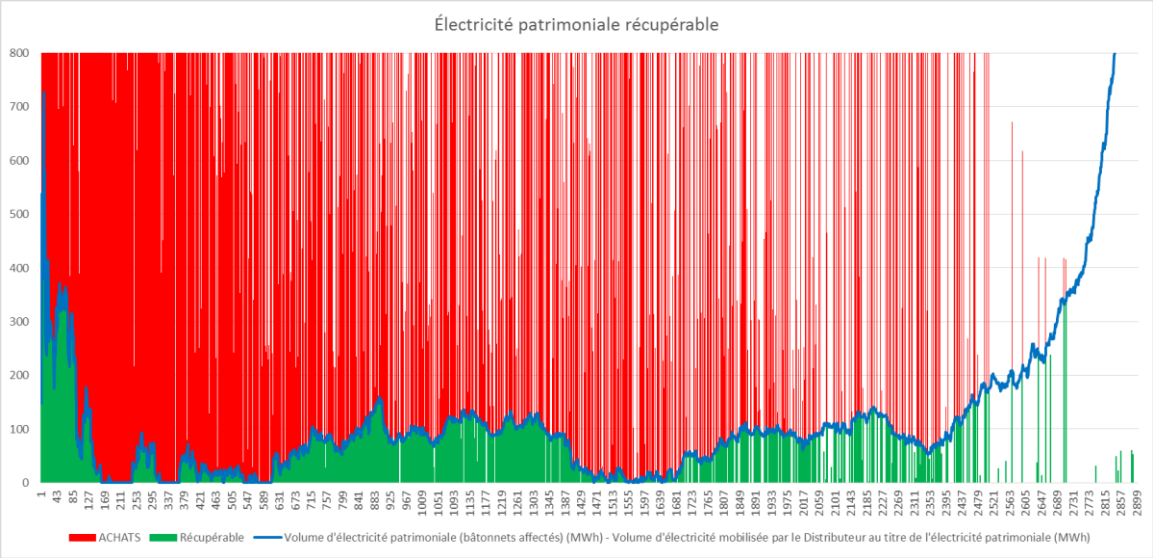
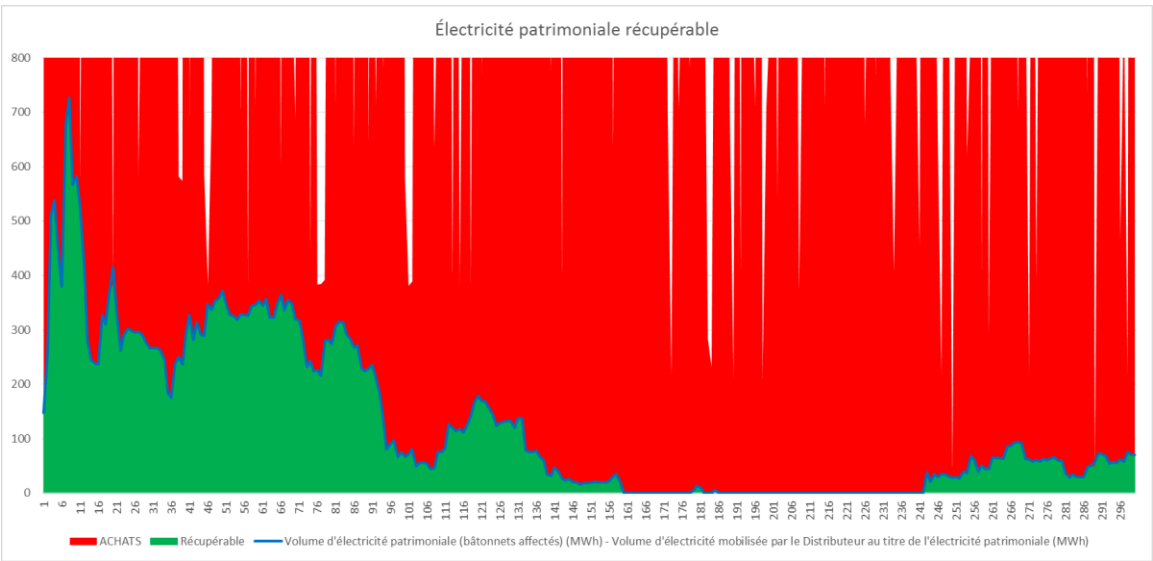


Figure 5
Achats de court terme vs énergie patrimoniale inutilisée (MWh/heure) - 300 heures de plus grande contribution de l'hiver 2013 classés en ordre décroissant des valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale



L'analyse d'une heure donnée peut aider à comprendre le concept présenté ici. Par exemple, la figure 5 montre une pointe de l'électricité patrimoniale inutilisée de 727 MWh pour la 8e heure classée. L'examen des données ayant servi à construire ce graphique indique que ce cas correspond au 8 février 2013 à l'heure 8 alors que le Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale était de 32 634 MWh et que le Volume d'électricité patrimoniale (bâtonnet affecté) était de 33 361 MWh pour un volume inutilisé de 727 MWh. À cette même heure, le Distributeur a retenu 3 375 MWh d'achats. Considérant les contrats de long terme, l'AHQ-ARQ a estimé que les achats de court terme (incluant l'utilisation de l'électricité interruptible, s'il y a lieu) ont été de l'ordre de 1 870 MWh pour cette heure. Cette quantité aurait pu potentiellement être réduite de 727 MWh pour cette heure avec un appariement parfait avec l'électricité patrimoniale.

L'analyse détaillée de toutes les heures des mois d'hiver de 2013 a permis de constater que l'énergie patrimoniale récupérable, soit la surface en vert qui représente l'intersection entre l'électricité patrimoniale inutilisée (courbe bleue) et les achats de court terme (bâtonnets rouges), cumule 115 GWh pour l'hiver 2013 (figure 4), soit environ 5 % des achats d'énergie de 2,4 TWh en 2013 à 68,8 $/MWh[86]. De ce montant, la portion pour les 300 heures de plus grande contribution de l'hiver représente 38 GWh (figure 5).

Pour 2013, la partie récupérable de 5 % représente un potentiel d'environ 8 M$. Évidemment, un tel montant n'est pas récupérable à 100 % étant donné les incertitudes inhérentes à la gestion à très court terme des achats. Par contre, l'AHQ-ARQ est d'avis qu'il constitue un gisement intéressant à explorer et qu'à tout le moins, un tel indicateur évalué annuellement permettrait de bien apprécier la performance du Distributeur en complément des indicateurs déjà demandés par la Régie[87].

[86] B-0020, HQD-6, document 1, page 12, tableau 7.
[87] B-0020, HQD-6, document 1, pages 12 à 14, section 3.1.2.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de développer et de suivre un nouvel indicateur annuel évalué *a posteriori* sur le pourcentage des achats de court terme (incluant l'utilisation de l'électricité interruptible) qui se retrouvent en électricité patrimoniale inutilisée.

4. Indicateurs d'efficience et de performance

Le Distributeur présente les résultats et l'analyse des indicateurs d'efficience et de performance ciblés par la Régie à la pièce HQD-1, document 5. Les indicateurs d'efficience sont de trois types :

1. les indicateurs globaux;

2. les indicateurs du processus Service à la clientèle;

3. les indicateurs du processus Distribution.

Chacun des 8 indicateurs d'efficience affiche une croissance moyenne inférieure à l'inflation sur la période 2011-2015[88]. Toutefois, 7 des 8 indicateurs montrent des croissances annuelles variant entre 4,0 % et 7,3 %, celles-ci étant expliquées par le Distributeur soit par le calendrier de déploiement du projet LAD, soit par l'augmentation de la dépense de mauvaises créances.

Par ailleurs, le Distributeur participe aux exercices de balisage réalisés par la firme *First Quartile Consulting*. Pour les deux indicateurs de coûts faisant l'objet du balisage, soit Coût total par abonnement et Dépenses en exploitation par abonnement, la position du Distributeur est nettement défavorable par rapport à la moyenne des participants[89].

Avec l'examen des indicateurs d'efficience du Distributeur, l'AHQ-ARQ constate le besoin de poursuivre la réduction de ses coûts.

En ce qui a trait aux indicateurs de qualité du service[90], ils sont de quatre types :

1. les indicateurs de satisfaction de la clientèle;

2. les indicateurs de fiabilité du service;

[88] B-0009, HQD-2, document 1, page 10, tableau 3.
[89] B-0009, HQD-2, document 1, page 18.
[90] B-0009, HQD-2, document 1, page 12, tableau 4.

3. les indicateurs de qualité du service;

4. les indicateurs de sécurité.

Les indicateurs de satisfaction de la clientèle sont légèrement à la baisse avec une détérioration en 2013 de l'indice se rapportant aux clients résidentiels et de celui se rapportant aux clients Grande puissance. Au niveau de la fiabilité du service, l'Indice de continuité normalisé est relativement stable. En ce qui a trait à la qualité du service, le délai moyen de réponse téléphonique a subi une détérioration qui persiste et s'amplifie depuis 2011.

En ce qui a trait aux deux indicateurs faisant partie du balisage présenté[91], la position du Distributeur se situe sur la moyenne des participants pour l'indicateur Continuité de service (indice brut) et elle est significativement défavorable pour l'indicateur Continuité de service (indice redressé).

L'AHQ-ARQ constate le besoin de poursuivre l'amélioration des résultats du Distributeur en ce qui a trait aux indicateurs de qualité du service.

Enfin, le Distributeur propose d'effectuer un rendre compte à la Régie de son balisage externe, aux cinq ans, tant pour les activités liées au réseau de distribution que celles liées aux services à la clientèle.

L'AHQ-ARQ n'endosse pas cette proposition du Distributeur de rendre compte de son balisage externe aux cinq ans et elle est d'avis qu'avec le peu d'indicateurs faisant partie du balisage, le rendre compte devrait être répété à chaque année.

[91] B-0009, HQD-2, document 1, page 19.

5. Masse salariale

Les composantes de la masse salariale du Distributeur pour la période 2013-2015 sont présentées ci-dessous[92] :

Tableau 1 :
Composantes de la masse salariale (M$)

Description	Année historique 2013	2014			Année témoin 2015
		D-2014-037	D-2014-037 ajustée	Année de base	
Salaire de base	422,2	433,1	432,8	422,6	448,6
Temps supplémentaire	49,5	31,1	31,1	40,5	35,0
Primes et revenus divers	45,8	41,7	41,7	26,9	28,4
Régime d'intéressement corporatif	*16,0*	*14,0*	*14,0*	*0,0*	*0,0*
Rémunération incitative selon la performance	*4,5*	*5,1*	*5,1*	*4,3*	*4,4*
Autres primes [1]	*25,3*	*22,6*	*22,6*	*22,6*	*24,0*
Avantages sociaux	164,8	228,8	228,8	226,8	183,3
Avantages sociaux - Coût de retraite	*141,3*	*108,8*	*108,8*	*90,4*	*107,1*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*(46,8)*	*35,9*	*35,9*	*54,3*	*(10,0)*
Avantages sociaux - Autres	*62,3*	*76,3*	*76,3*	*73,8*	*78,0*
Autres avantages complémentaires de retraite - retraités	*8,0*	*7,8*	*7,8*	*8,3*	*8,2*
MASSE SALARIALE	**682,3**	**734,7**	**734,4**	**716,8**	**695,3**
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		(0,3)			
MASSE SALARIALE - intégrant ces ajustements	**682,3**	**734,4**	**734,4**	**716,8**	**695,3**

[1] La ligne « Autres primes » correspond à l'ensemble des compensations versées aux employés en raison des conditions particulières, difficiles ou contraignantes d'exercice du travail. À titre d'exemple, on y retrouve les primes pour quart de travail, les primes d'éloignement, les primes pour direction de travail ou pour remplacement d'employés de niveau supérieur ainsi que les primes pour travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence.

Au cours de la période 2013-2015, le Distributeur prévoit que les salaires de base de ses employés augmenteront de 26,4 M$. La répartition de cette croissance est présentée à la section 1 de la pièce HQT-8, document 2.

<u>Surestimation de la masse salariale</u>

La Régie, dans sa décision D-2013-037[93], constatait une tendance à une surestimation de la projection de la masse salariale par rapport au montant réel.

L'AHQ-ARQ a préparé le tableau 12 pour illustrer la tendance à la surestimation observée sur la masse salariale sans les avantages sociaux.

[92] B-0024, HQD-8, document 2, page 5, tableau 1.

[93] Décision D-2013-037, dossier R-3814-2012, page 62, paragraphe 221.

Tableau 12

Analyse des prévisions de masse salariale (sans les avantages sociaux)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	**MOYENNE**
Prévision année témoin	(M$)	598,1	590,3	588,1	573,0	508,0	512,0	
Prévision année de base	(M$)	575,9	587,7	566,9	514,5	490,0		
Historique	(M$)	576,2	564,4	539,4	517,5			
Écart année témoin - année de base	(M$)	22,2	2,6	21,2	58,5	18,0		
Écart année de base - historique	(M$)	-0,3	23,3	27,5	-3,0			
Écart année témoin - historique	(M$)	21,9	25,9	48,7	55,5			
Écart année témoin - année de base	(%)	3,71%	0,44%	3,60%	10,21%	3,54%		**4,30%**
Écart année de base - historique	(%)	-0,05%	3,96%	4,85%	-0,58%			**2,05%**
Écart année témoin - historique	(%)	3,66%	4,39%	8,28%	9,69%			**6,50%**

Sources:

B-0024, HQD-8, document 2, page 5, tableau 1.

R-3854-2013, HQD-7, document 2, page 5, tableau 1.

R-3814-2012, HQD-7, document 3, page 5, tableau 1.

R-3776-2011, HQD-7, document 3, page 5, tableau 1.

R-3740-2010, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1.

R-3708-2009, HQD-7, document 3, page 4, tableau 1.

Le tableau 12 indique d'abord que la masse salariale sans les avantages sociaux est généralement surestimée dans la prévision de l'année témoin par rapport à l'année de base, puis sur la prévision de l'année de base par rapport à l'historique.

Le tableau indique que la masse salariale sans les avantages sociaux a été surestimée de 4,30 % en moyenne entre la prévision de l'année témoin et celle de l'année de base sur les 5 ans entre 2010 et 2014. De plus, entre l'année de base et l'historique, la surestimation moyenne, basée sur les 4 ans entre 2010 et 2013, est de 2,05 %.

La surestimation moyenne de la somme des salaires de base et du temps supplémentaire, entre la prévision de l'année témoin et l'historique sur les 4 ans entre 2010 et 2013, se situe à 6,50 %.

La surestimation observée par l'AHQ-ARQ pourrait s'expliquer par le fait que le Distributeur établit ses prévisions sans considérer un taux de postes vacants, donc en supposant qu'aucun mouvement de personnel entraînant des délais de comblement ne se produira, surtout dans un contexte de nombreux départs à la retraite.

L'AHQ-ARQ constate, à l'aide du tableau 12 et de l'évolution des départs à la retraite[94], que les années de 2010 à 2014 ont connu à la fois plusieurs départs à la retraite et des surestimations importantes de la masse salariale sans les avantages sociaux. Puisque le nombre de départs à la retraite prévus pour 2015 est encore assez élevé et que le Distributeur n'a pas modifié son approche de prévision en n'incluant pas, par exemple, de provision pour un taux de postes devenant vacants, l'AHQ-ARQ pourrait supposer que la tendance à la surestimation se poursuivra en 2015.

Ainsi, l'AHQ-ARQ pourrait utiliser les moyennes observées dans le tableau 12 pour projeter les surestimations à prévoir pour 2015. Pour 2015, le coût prévu pour la masse salariale sans les avantages sociaux pour l'année témoin est de 512,0 M$ et le taux de 6,50 % s'appliquerait alors pour une surestimation de 33,3 M$.

Toutefois, la tendance à la surestimation observée au tableau 12 semble s'être résorbée en 2014, du moins avec les informations de l'année de base alors qu'une augmentation importante du temps supplémentaire a été observée.

Par conséquent la recommandation de l'AHQ-ARQ sera de maintenir pour 2015 le montant de la masse salariale sans les avantages sociaux au même niveau que celui de l'année de base 2014, soit à 490,0 M$, réduisant ainsi de 22,0 M$ la masse salariale sans les avantages sociaux pour 2015 et, en plus, de réduire de manière proportionnelle les charges liées aux « Avantages sociaux – Autres » sur la base du pourcentage qu'ils

[94] B-0024, HQD-8, document 2, page 9, figure 1.

représentent par rapport à la masse salariale sans les avantages sociaux, soit une réduction additionnelle de 3,4 M$. Une telle recommandation s'inscrit aussi dans la demande du gouvernement du Québec de ne pas augmenter la masse salariale des sociétés d'État en 2014-2015 et 2015-2016[95].

[95] B-0081, HQD-15, document 1.2, pages 3 et 4.

6. Services externes

Les composantes des autres charges directes du Distributeur pour la période 2013-2015 sont présentées ci-dessous[96] :

Tableau 1 :
Autres charges directes (M$)

Description	Année historique 2013	2014			Année témoin 2015	2015 vs D-2014-037 ajustée
		D-2014-037	D-2014-037 ajustée	Année de base		
Dépenses de personnel et indemnités	**17,7**	**14,9**	**14,9**	**14,3**	**14,7**	**-0,2**
Services externes et ressources financières	**247,7**	**277,8**	**276,4**	**284,9**	**335,3**	**58,9**
Services externes	169,4	167,0	165,6	174,6	184,9	19,3
Maîtrise de la végétation	*67,1*	*58,1*	*58,1*	*61,9*	*63,1*	*5,0*
Courrier, messagerie	*19,9*	*20,0*	*20,0*	*22,0*	*23,0*	*3,0*
Services professionnels et autres	*82,4*	*88,9*	*87,5*	*90,7*	*98,8*	*11,3*
Ressources financières	78,3	110,8	110,8	110,3	150,4	39,6
Mauvaises créances	*92,9*	*89,8*	*89,8*	*99,0*	*105,2*	*15,4*
Comptes à recevoir, intérêts et autres	*-4,3*	*4,4*	*4,4*	*1,5*	*2,6*	*-1,8*
Provision - Pannes majeures		*8,0*	*8,0*	*8,0*	*8,0*	
Compte d'écarts - Pannes majeures [1]	*-19,5*	*8,6*	*8,6*	*8,6*	*27,4*	*18,8*
Compte d'écarts - Projet LAD [2]	*9,2*			*-6,8*	*7,2*	*7,2*
Stocks, achats, locations et autres	**124,1**	**129,1**	**129,1**	**128,7**	**133,8**	**4,7**
AUTRES CHARGES DIRECTES	**389,5**	**421,8**	**420,4**	**427,9**	**483,8**	**63,4**
Ajustement organisationnel (voir HQD-1, document 3)		-1,4				
AUTRES CHARGES DIRECTES - intégrant l'ajustement	**389,5**	**420,4**	**420,4**	**427,9**	**483,8**	

[1] Voir HQD-9, document 7, section 9.
[2] Voir HQD-9, document 7, section 11.

On peut observer une hausse importante de 12 % dans les services externes entre le montant autorisé ajusté pour 2014 et l'année témoin 2015. Le Distributeur explique cette hausse notamment par des coûts supplémentaires relativement à la maintenance de son réseau de distribution et aux technologies de l'information et par une augmentation du prix des timbres en 2014[97]. Le tableau 13, préparé par l'AHQ-ARQ, montre une tendance à la surestimation systématique des prévisions des charges des services externes à compter de 2010. Le tableau montre des surestimations de l'ordre de 13 M$ et plus entre les prévisions de l'année témoin et l'historique.

[96] B-0025, HQD-8, document 3, page 3, tableau 1.
[97] B-0025, HQD-8, document 3, page 3.

Tableau 13
Analyse des prévisions des services externes

	Année témoin	Année de base	Historique	Écart
2010	160,7	153,9	147,4	13,3
2011	171,6	165,6	158,2	13,4
2012	219,6	194,3	174,7	44,9
2013	202,6	175,4	169,4	33,2
2014	177,8	174,6		
2015	184,9			

Sources:

R-3905-2014, HQD-8, document 3.

R-3854-2013, HQD-7, document 3.

Pièce HQD-7, document 4 des dossiers R-3814-2012, R-3776-2011, R-3740-2010 et R-3708-2009.

Devant un tel constat sur la capacité du Distributeur à prévoir ces charges, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire les charges des services externes de 13 M$ pour l'année témoin 2015. Avec une telle réduction, les charges des services externes seraient quand même augmentées de 4 % par rapport au montant autorisé ajusté de 2014.

7. Retombées du projet LAD

Le Distributeur a indiqué qu'il prévoyait devancer de deux ans la date de mise en service de l'ensemble des compteurs de nouvelle génération et ainsi de concrétiser plus rapidement les bénéfices du projet[98] :

> « *Ainsi, profitant de son expérience acquise, le Distributeur modifie son calendrier de déploiement massif afin de compléter l'installation des 3,8 millions de compteurs de nouvelle génération d'ici la fin de l'année 2016. Ce nouveau calendrier permettra de concrétiser plus rapidement les bénéfices du projet et de réduire les coûts du fait que les ressources affectées au projet pourront être libérées plus tôt que prévu, par exemple les effectifs affectés à la gestion du projet et à l'ingénierie. Il favorisera également la mise en place plus rapide des nouvelles fonctionnalités et l'ajout de nouveaux projets qui amélioreront la qualité du service à la clientèle et l'efficience du Distributeur.* » (Nous soulignons)

Avec les informations regroupées dans le tableau 14, l'AHQ-ARQ se questionne sur la mise en place plus rapide de nouvelles fonctionnalités, tel que mentionné par le Distributeur, alors que quatre des nouvelles fonctionnalités apparaissant au tableau ont subi des retards importants de mise en œuvre.

De plus, l'AHQ-ARQ est préoccupée par la réponse à l'une de ses demandes de renseignements[99] qui semble notamment en contradiction avec la citation précédente :

> « *Le devancement de la fin du déploiement annoncé n'a pas d'impact sur les gains éventuels de nouvelles fonctionnalités permises par l'IMA. De plus, l'implantation de ces nouvelles fonctionnalités contribue ou contribuera à l'objectif d'efficience du Distributeur. Toutefois, dans un contexte où l'implantation de ces fonctionnalités fera partie des activités de base du Distributeur, les gains afférents, le cas échéant, seront considérés à même les gains découlant des actions de gestion courante.* » (Nous soulignons)

[98] B-0035, HQD-9, document 5, page 14, lignes 1 à 8.
[99] B-0086, HQD-15, document 4, page 15, réponse 9.1.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur qu'il fasse un suivi spécifique des gains éventuels des nouvelles fonctionnalités permises par l'IMA.

Tableau 14

Suivi de mise en œuvre de fonctionnalités intelligentes de l'IMA

Fonctionnalités intelligentes	Date prévue (R-3770-2011)	Date prévue (R-3905-2014)	Gain BC Hydro annoncé (M$ 2010)	Gain HQ annoncé (M$)
Gestion des pannes et des interruptions	Dès 2012	2013	10	0
Prévision de la demande - Profils de consommation	Dès 2012	Dès 2014		0
Mise à jour quotidienne des pages-web clients	Dès 2013	2014	220	0
Détection de la subtilisation	Dès 2013	Fin 2015	732	0
Gestion de la consommation en pointe		Hiver 2015-2016	110	0
TOTAL			1072	0

Nombre de compteurs (millions)			1,9	3,8

Sources:

R-3770-2011, B-0098, HQD-6, document 1, pages 15 et 16.

B-0086, HQD-15, document 4, pages 14 à 17.

B-0081, HQD-15, document 1.2, pages 83 et 84, réponse 36.1.

http://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/projects/smart-metering/smi-program-business-case.pdf

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2012-127/HQD_SuiviD-2012-127_27janv2014.pdf

Le tableau 14 présente aussi une comparaison entre les gains annoncés par BC Hydro et par le Distributeur pour cinq des fonctionnalités intelligentes. On y remarque un écart important entre les gains annoncés par les deux distributeurs alors que BC Hydro annonce plus d'un milliard de dollars de gains avec deux fois moins de compteurs à installer que le Distributeur.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de produire un plan d'action plus détaillé pour le développement et l'implantation de fonctionnalités intelligentes permises par l'IMA en indiquant notamment la

progression des gains annuels espérés par fonctionnalité à partir de 2013, année de mise en œuvre de la première fonctionnalité intelligente.

8. Conclusions et recommandations

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment :

1. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le coût évité en énergie pour le réseau intégré comme suit :
   - 2015 à 2026 inclusivement :
     - le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh ($ 2014), indexé à l'inflation ;
     - le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh ($ 2014), indexé à l'inflation.
   - À compter de 2027 : le signal de prix est fixé à 9,0 ¢/kWh ($ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013.

   (Les changements recommandés sont soulignés)
2. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le coût évité en puissance pour le réseau intégré comme suit :
   - Pour les hivers 2014-2015 à 2019-2020 : le signal de prix est de 20 $/kW-hiver ($ 2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur.
   - À compter de l'hiver 2020-2021 : le signal de prix est de 45 $/kW-hiver ($ 2014), indexé à l'inflation, ce qui correspond à 40 $/kW-hiver en $ de 2008.

   (Les changements recommandés sont soulignés)
3. Pour déterminer une meilleure progression annuelle des coûts évités en puissance, l'AHQ-ARQ est d'avis que le Distributeur devrait aussi utiliser le résultat de l'appel d'offres A/O 2014-01 et les prix des contrats conclus suite à celui-ci le 17 juillet 2014 pour les hivers 2014-2015 à 2017-2018.

4. En attente de la décision de la Régie dans le dossier R-3848-2013, l'AHQ-ARQ demeure préoccupée par la surestimation systématique de la prévision annuelle de la production éolienne et de ses effets sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

5. Avec les hypothèses utilisées par l'AHQ-ARQ, notamment un facteur d'utilisation de 32 % de la production éolienne, l'EIÉ entraînerait des coûts non requis de 78,4 M$ en 2014 et de 97,5 M$ en 2015 si elle n'était pas renouvelée avant la fin de 2015.

6. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle ne reconnaisse pas la portion de 17,4 M$ des coûts des achats de court terme de 166,3 M$ pour l'année 2013 et qu'en contrepartie, elle reconnaisse un montant additionnel de 8,3 M$ d'achats du contrat de base auprès du Producteur pour 2013.

7. L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de refaire l'évaluation des achats de court terme qui auraient été évités avec un rappel de 400 MW en décembre 2013 en utilisant des prix d'achats horaires ou à tout le moins mensuels, auxquels l'AHQ-ARQ n'avait pas accès.

8. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle ne reconnaisse pas la portion de 91,5 M$ des coûts des achats de court terme de 473,3 M$ et la portion de 0,2 M$ des achats de puissance de 18,5 M$ pour l'année 2014 et qu'en contrepartie, elle reconnaisse un montant additionnel de 22,5 M$ d'achats des contrats de long terme auprès du Producteur pour 2014.

9. L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de refaire l'évaluation des achats de court terme qui auraient été évités avec les rappels recommandés par l'AHQ-ARQ pour les mois d'hiver de 2014 en utilisant des prix d'achats horaires ou à tout le moins mensuels et le nombre d'heures de chaque mois où des achats de court terme ont été

observés, auxquels l'AHQ-ARQ n'avait pas accès. Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de refaire l'évaluation pour l'année historique 2014 dès que toutes les données seront disponibles.

10. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle base les coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2015 sur des rappels d'énergie de 600 MW pour le mois de janvier 2015, de 400 MW pour les mois de février et décembre 2015 et de 200 MW pour le mois de mars 2015.
11. Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle ne reconnaisse pas la portion de 8,7 M$ des coûts des achats de court terme de 25,1 M$ pour 2015 et qu'en contrepartie, elle reconnaisse un montant additionnel de 33,8 M$ d'achats des contrats de long terme auprès du Producteur pour 2015.
12. L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de refaire l'évaluation des achats de court terme qui seraient évités avec les rappels recommandés par l'AHQ-ARQ pour les mois d'hiver de 2015 en utilisant des prévisions de prix d'achats horaires ou à tout le moins mensuels et des prévisions du nombre d'heures de chaque mois où des achats de court terme seraient requis. Aussi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de refaire l'évaluation pour l'année de base 2015 dans la prochaine cause tarifaire puis pour l'année historique 2015 dès que toutes les données seront disponibles.
13. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de déposer, lors de chaque cause tarifaire, des bilans de puissance et d'énergie à jour à l'horizon 2027 de même que les bilans de l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée à l'horizon 2027.
14. L'AHQ-ARQ recommande de différer 2,0 TWh en 2015. Par conséquent, elle recommande à la Régie de ne pas reconnaître une portion de 58,2 M$ des achats de long terme de 217,9 M$ auprès d'HQP.

15. L'AHQ-ARQ est d'avis que, pour une année donnée, le Distributeur sous-estime l'utilisation des moyens comme les achats d'énergie de court terme et les rappels d'énergie des Conventions d'énergie différée. Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande l'utilisation de modèles de simulation stochastique avec plusieurs scénarios pour mieux prévoir les achats d'énergie de court terme et les rappels d'énergie et éliminer le biais systématique qui affecte présentement cette prévision.

16. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de développer et de suivre un nouvel indicateur annuel évalué *a posteriori* sur le pourcentage des achats de court terme (incluant l'utilisation de l'électricité interruptible) qui se retrouvent en électricité patrimoniale inutilisée.

17. Avec l'examen des indicateurs d'efficience du Distributeur, l'AHQ-ARQ constate le besoin de poursuivre la réduction de ses coûts.

18. L'AHQ-ARQ constate le besoin de poursuivre l'amélioration des résultats du Distributeur en ce qui a trait aux indicateurs de qualité du service.

19. L'AHQ-ARQ n'endosse pas la proposition du Distributeur de rendre compte de son balisage externe aux cinq ans et elle est d'avis qu'avec le peu d'indicateurs faisant partie du balisage, le rendre compte devrait être répété à chaque année.

20. L'AHQ-ARQ recommande de maintenir pour 2015 le montant de la masse salariale sans les avantages sociaux au même niveau que celui de l'année de base 2014, soit à 490,0 M$, réduisant ainsi de 22,0 M$ la masse salariale sans les avantages sociaux pour 2015 et, en plus, de réduire de manière proportionnelle les charges liées aux « Avantages sociaux – Autres » sur la base du pourcentage qu'ils représentent par rapport à la masse salariale sans les avantages sociaux, soit une réduction additionnelle de 3,4 M$. Une telle recommandation s'inscrit

aussi dans la demande du gouvernement du Québec de ne pas augmenter la masse salariale des sociétés d'État en 2014-2015 et 2015-2016.

21. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire les charges des services externes de 13 M$ pour l'année témoin 2015. Avec une telle réduction, les charges des services externes seraient quand même augmentées de 4 % par rapport au montant autorisé ajusté de 2014.

22. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur qu'il fasse un suivi spécifique des gains éventuels des nouvelles fonctionnalités permises par l'IMA.

23. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de produire un plan d'action plus détaillé pour le développement et l'implantation de fonctionnalités intelligentes permises par l'IMA en indiquant notamment la progression des gains annuels espérés par fonctionnalité à partir de 2013, année de mise en œuvre de la première fonctionnalité intelligente.

ANNEXE A

SCÉNARIOS DE RAPPELS D'ÉNERGIE

2014 ET 2015

Tableau A-1

Janvier 2014

Paramètre	Unité		Valeur	Notes
Mois			janv-14	
Puissance du rappel additionnel	(MW)	(1)	250	En sus du 150 MW déjà rappelé
Coût unitaire de la puissance (Conventions)	($/kW-mois)	(2)	4,3	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de la puissance évitée	($/kW-mois)	(3)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	(4)	0,175	= ((3)-(2)) x (1) / 1000
Nombre d'heures dans le mois		(5)	744	
Énergie du rappel additionnel	(GWh)	(6)	186,0	= (1) x (5) / 1000
Coût unitaire du rappel (Conventions)	($/MWh)	(7)	56,4	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de l'énergie évitée	($/MWh)	(8)	28,3	B-0021, HQD-6, document 2, page 6
Coût net de l'énergie du rappel additionnel	(M$)	(9)	5,2	= (6) x ((8) - (7)) / 1000
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	(10)	38,4	Analyse tableau 7
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	(11)	33,2	= (10) - (9)
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	(M$)	(12)	**33,4**	= (4) + (11)
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	(M$)	(13)	**5,2**	= (9) (Année courante ou future)

Tableau A-2

Février 2014

Paramètre	Unité		Valeur	Notes
Mois			févr-14	
Puissance du rappel additionnel	(MW)	(1)	250	En sus du 150 MW déjà rappelé
Coût unitaire de la puissance (Conventions)	($/kW-mois)	(2)	4,8	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de la puissance évitée	($/kW-mois)	(3)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	(4)	0,05	= ((3)-(2)) x (1) / 1000
Nombre d'heures dans le mois		(5)	672	
Énergie du rappel additionnel	(GWh)	(6)	168	= (1) x (5) / 1000
Coût unitaire du rappel (Conventions)	($/MWh)	(7)	56,4	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de l'énergie évitée	($/MWh)	(8)	28,3	B-0021, HQD-6, document 2, page 6
Coût net de l'énergie du rappel additionnel	(M$)	(9)	4,7	= (6) x ((8) - (7)) / 1000
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	(10)	16,3	Analyse tableau 7
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	(11)	11,6	= (10) - (9)
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	(M$)	(12)	**11,6**	= (4) + (11)
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	(M$)	(13)	**4,7**	= (9) (Année courante ou future)

Tableau A-3

Mars 2014

Paramètre	Unité		Valeur	Notes
Mois			mars-14	
Puissance du rappel additionnel	(MW)	(1)	400	
Coût unitaire de la puissance (Conventions)	($/kW-mois)	(2)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de la puissance évitée	($/kW-mois)	(3)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	(4)	0	= ((3)-(2)) x (1) / 1000
Nombre d'heures dans le mois		(5)	743	
Énergie du rappel additionnel	(GWh)	(6)	297,2	= (1) x (5) / 1000
Coût unitaire du rappel (Conventions)	($/MWh)	(7)	56,4	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de l'énergie évitée	($/MWh)	(8)	28,3	B-0021, HQD-6, document 2, page 6
Coût net de l'énergie du rappel additionnel	(M$)	(9)	8,4	= (6) x ((8) - (7)) / 1000
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	(10)	34,5	Analyse tableau 7
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	(11)	26,1	= (10) - (9)
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	(M$)	(12)	**26,1**	= (4) + (11)
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	(M$)	(13)	**8,4**	= (9) (Année courante ou future)

Tableau A-4

Décembre 2014

Paramètre	Unité		Valeur	Notes
Mois			déc-14	
Puissance du rappel additionnel	(MW)	(1)	200	En sus du 400 déjà rappelé
Coût unitaire de la puissance (Conventions)	($/kW-mois)	(2)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de la puissance évitée	($/kW-mois)	(3)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	(4)	0	= ((3)-(2)) x (1) / 1000
Nombre d'heures dans le mois		(5)	744	
Énergie du rappel additionnel	(GWh)	(6)	148,8	= (1) x (5) / 1000
Coût unitaire du rappel (Conventions)	($/MWh)	(7)	56,4	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de l'énergie évitée	($/MWh)	(8)	28,3	B-0021, HQD-6, document 2, page 6
Coût net de l'énergie du rappel additionnel	(M$)	(9)	4,2	= (6) x ((8) - (7)) / 1000
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	(10)	2,3	Analyse tableau 7
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	(11)	-1,9	= (10) - (9)
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	(M$)	(12)	**-1,9**	= (4) + (11)
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	(M$)	(13)	**4,2**	= (9) (Année courante ou future)

Tableau A-5

Quatre mois d'hiver 2015

Paramètre	Unité		Valeur	Notes
Année			2015	
Puissance du rappel additionnel	(MW)	(1)	400	Moyenne
Coût unitaire de la puissance (Conventions)	($/kW-mois)	(2)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Coût unitaire de la puissance évitée	($/kW-mois)	(3)	5,0	B-0085, HQD-15, document 3, page 28
Gain net (déboursé net) de la puissance	(M$)	(4)	0	= ((3)-(2)) x (1) / 1000
Nombre d'heures dans la période		(5)	2903	
Énergie du rappel additionnel	(GWh)	(6)	1161,2	= (1) x (5) / 1000
Coût unitaire du rappel (Conventions)	($/MWh)	(7)	57,5	B-0020, HQD-6, document 1, page 17
Coût unitaire de l'énergie évitée	($/MWh)	(8)	28,4	B-0021, HQD-6, document 2, page 6
Coût net de l'énergie du rappel additionnel	(M$)	(9)	33,8	= (6) x ((8) - (7)) / 1000
Achats d'énergie de court terme évités	(M$)	(10)	8,7	Voir note 1
Gain net (déboursé net) de l'énergie	(M$)	(11)	-25,1	= (10) - (9)
Gain net (déboursé net) dans l'année courante	(M$)	(12)	**-25,1**	= (4) + (11)
Gain net (déboursé net) de l'énergie différée	(M$)	(13)	**33,8**	= (9) (Année courante ou future)

Note 1: Hypothèse conservatrice de 300 heures (R-3864-2013, B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4, page 30, figure 4A-3) à 72,4 $/MWh (B-0020, HQD-6, document 1, page 17).