

HELIOS

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

Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'Hydro-Québec Distribution

Les achats de court terme

Rapport de Philip Raphals

pour le RNCREQ

R-3986-2016

Régie de l'énergie

le 4 avril 2017

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

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

www.centrehelios.org

Table de matières

1.	Introduction	1
2.	La dispense	1
3.	Les achats de court terme.....	5
3.1.	Relation entre les achats de court terme et l'Entente cadre.....	5
3.2.	Analyses ex post.....	7
3.3.	L'indicateur de prix de marché.....	8
4.	Proposition d'un nouvel indicateur.....	10
4.1.	Les sources de données	12
4.1.1.	<i>Relevé Entente-cadre</i>	<i>12</i>
4.1.2.	<i>Suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur.....</i>	<i>13</i>
4.2.	Méthode	14
4.3.	Résultats	15
4.3.1.	<i>Résultats de l'année 2013</i>	<i>16</i>
4.3.1.1.	Résultats quantitatifs	16
4.3.1.2.	D'autres observations.....	17
4.3.2.	<i>Résultats de l'année 2014</i>	<i>20</i>
4.3.2.1.	Résultats quantitatifs	20
4.3.2.2.	D'autres observations.....	21
4.3.3.	<i>Résultats de 2015.....</i>	<i>23</i>
4.3.3.1.	Résultats quantitatifs	23
4.3.3.2.	D'autres observations.....	25
4.4.	Sommaire des résultats	26
5.	Les achats auprès d'HQP	27
5.1.	Les achats « profilés »	28
5.2.	La fixation du prix	31
6.	Recommandations	37

Table de graphiques

<u>Graphique 1. Évolution des achats de court terme entre 2005-06 et 2014-15</u>	3
<u>Graphique 2. Répartition des achats en énergie entre les contreparties en 2005 et 2006 et en 2014</u>	4
<u>Graphique 3. Évolution des dépassements et de l'ÉPI (2010 à 2015)</u>	6
<u>Graphique 4. Achats court terme de 2013 (bilatéral et bourse)</u>	18
<u>Graphique 5. Achats contribuant aux ÉPI 2013</u>	19
<u>Graphique 6. Achats court terme de 2014 (bilatéral et bourse)</u>	22
<u>Graphique 7. Achats contribuant aux ÉPI 2014</u>	23
<u>Graphique 8. Achats court terme de 2015 (bilatéral et bourse)</u>	25
<u>Graphique 9. Achats contribuant aux ÉPI 2015</u>	26
<u>Graphique 10. Flux et prix sur l'interconnexion ISO-NE/HQ, 2014</u>	33
<u>Graphique 11. Prix unitaire des ventes hors Québec d'Hydro-Québec</u>	34

Table de tableaux

<u>Tableau 1. Indicateur de prix de marché pour l'année 2015</u>	9
<u>Tableau 2. Résultats 2013</u>	17
<u>Tableau 3. Résultats 2014</u>	21
<u>Tableau 4. Résultats 2015</u>	24
<u>Tableau 5. Résultats annuels 2013 à 2015</u>	26
<u>Tableau 6. Pertes reliées aux achats contribuant à l'ÉPI</u>	27
<u>Tableau 7. Transactions avec HQP, le 2 et 3 janvier 2014</u>	30

1. Introduction

Le RNCREQ m'a demandé de préparer un rapport sur les différents enjeux soulevés par les achats de court terme, dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'Hydro-Québec Distribution.

La section 2 présente le contexte de la dispense accordée par la Régie en 2004, puis reconduite en 2007.

La section 3 explore la relation entre les achats de court terme et l'Entente cadre, et les débats sur les indicateurs en relation avec ces achats.

La section 4 propose une approche analytique à l'égard des achats de court terme et présente ses résultats pour l'année 2013 à 2015. Cela mène à la définition d'un nouvel indicateur, qui résume les pertes reliées aux achats de court terme qui contribuent à l'électricité patrimoniale inutilisée.

La section 5 explore la problématique créée par la situation fréquente où HQP est le seul fournisseur capable de répondre à certains besoins d'HQD.

Finalement, la section 6 présente les recommandations qui découlent des analyses réalisées.

2. La dispense

La question des approvisionnements de court terme a été soulevée pour la première fois lors de l'étude du premier plan d'approvisionnement d'HQD, le Plan d'approvisionnement 2002-2011. Comme l'expliquait la Régie dans sa décision D-2002-169 :

Le Distributeur annonce qu'il est probable qu'un appel d'offres de court terme portant sur la gestion des aléas climatiques et visant à acquérir une protection pour un écart-type, c'est-à-dire 1,9 TWh d'énergie, soit lancé à partir du printemps 2004. Pour des situations plus extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur pourrait utiliser soit une entente-cadre avec le Producteur, soit une procédure d'urgence pour acquérir la production nécessaire sur les marchés¹. (nos soulignés)

Ainsi, au départ, trois moyens étaient prévus pour répondre aux besoins au-delà des moyens d'approvisionnement à long terme :

- les appels d'offres de court terme,

¹ D-2002-169, page 36.

- une entente cadre avec HQP, et
- une « procédure d'urgence pour acquérir la production nécessaire sur les marchés ».

Il est intéressant de noter qu'au fil du temps, l'entente cadre est devenue la procédure d'urgence, n'étant plus considérée comme un moyen d'approvisionnement, alors que les achats sur les marchés sont devenus un moyen régulier d'approvisionnement. Les appels d'offres de court terme, qui étaient présentés comme le moyen principal pour gérer les aléas, ont quant à eux disparu.

Dans le dossier R-3539-2004, le Distributeur a demandé d'être dispensé de l'obligation de procéder par appels d'offres pour ses besoins de court terme. Dans la décision D-2004-245, la Régie accordait cette dispense, et ce, de façon provisoire jusqu'en 2007. Toutefois, ayant reconnu « qu'il pourrait y avoir un risque de conflits d'intérêts (...) dans le cas de transactions bilatérales », elle a voulu s'assurer « que le processus transactionnel mis en place a été transparent et équitable pour tous les fournisseurs potentiels et pour les consommateurs du Québec² ».

En même temps, elle invitait le Distributeur « à explorer des solutions similaires [à une plate-forme électronique pour opérationnaliser les transactions entre le Distributeur et les fournisseurs potentiels] qui pourraient être adaptées au marché québécois, car elle estime que le recours à un marché ouvert et transparent favorisera à long terme des prix d'achat plus bas, pour le bénéfice des consommateurs »³.

Dans sa décision D-2007-44, la Régie accordait la même dispense qu'accordée en D-2004-245, sans y fixer un terme.

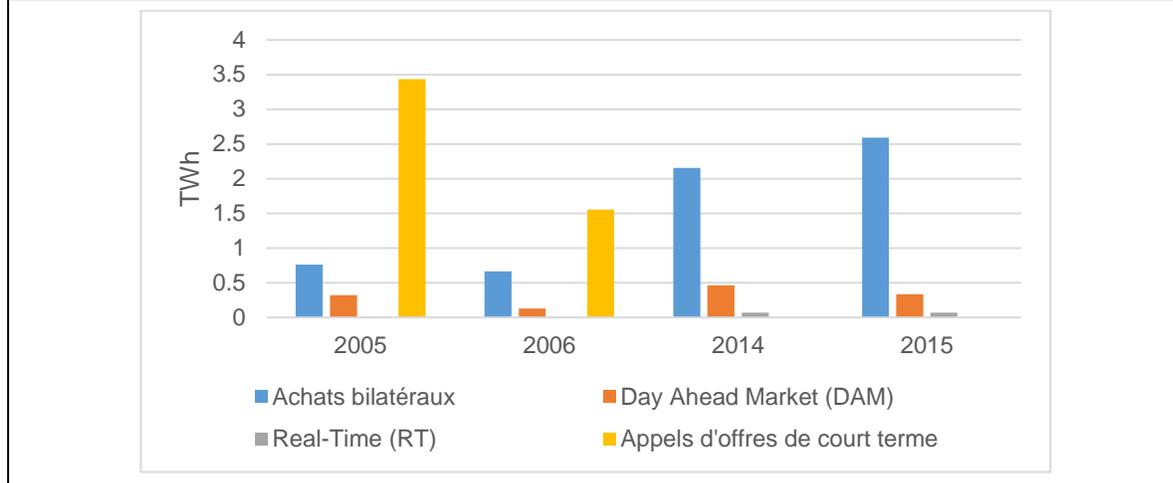
La décision D-2007-44 se basait notamment sur l'étude du *Rapport d'évaluation de l'utilisation de la dispense dans la stratégie d'approvisionnement de court terme* (le « Rapport d'évaluation ») déposé par le Distributeur, tel qu'exigé par la décision D-2004-245.

La lecture du Rapport d'évaluation de 2007 nous permet de constater que le contexte a significativement changé depuis cette date. Pour prendre un exemple, entre 2005 et 2015, le volume d'énergie acheté en transactions bilatérales a plus que triplé, tandis que les appels d'offres de court terme, qui comptaient pour 76 % des achats de court terme en 2005, ont disparu, tel que le démontre le Graphique 1.

² D-2004-245, page 9.

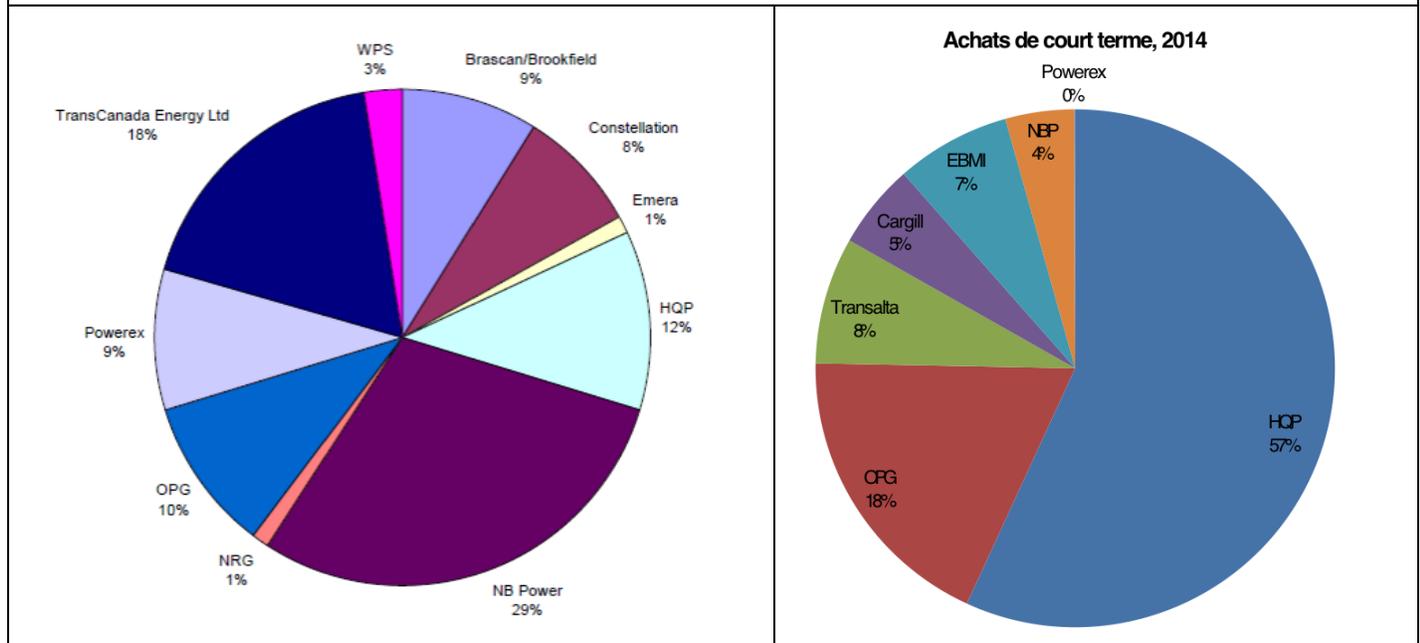
³ Ibid.

Graphique 1. Évolution des achats de court terme entre 2005-06 et 2014-15⁴



Il y a aussi une différence importante quant au rôle d'HQP dans ce marché. En 2005-06, HQP comptait pour 12 % des achats bilatéraux, tandis qu'en 2014, il dominait ce marché avec 57 % des achats, comme l'indique le Graphique 2.

Graphique 2. Répartition des achats en énergie entre les contreparties en 2005 et 2006 et en 2014⁵



⁴ Sources : Rapport d'évaluation, Tableau 1, p. 6; Suivis détaillés d'achats et de ventes de 2014 et 2015.

⁵ Source : Suivi détaillé de 2014.

Dans sa décision D-2004-245, la Régie a indiqué qu' « afin d'obtenir le meilleur prix disponible, [le Distributeur] procédera à des achats par des transactions bilatérales après avoir sollicité plusieurs fournisseurs potentiels (deux au minimum) (...) Il procédera également à des achats auprès de Hydro-Québec Production en vertu d'une entente-cadre qui sera prochainement déposée (...) »⁶.

Dans le Rapport d'évaluation, HQD déclare qu'il contacte toujours un minimum de deux fournisseurs afin d'obtenir un prix :

Pour les transactions bilatérales, le Distributeur contacte toujours un minimum de deux fournisseurs afin d'obtenir un prix. La pratique courante est que trois, quatre et même cinq fournisseurs soient appelés. Chaque fournisseur obtient une description équivalente du produit par téléphone afin de permettre une comparaison juste des prix reçus. Lorsque tous les prix ont été obtenus, la transaction finale est conclue, après négociations, avec le fournisseur qui offre le meilleur prix⁷. (nos soulignés)

La Régie a cité ce passage, ainsi que le rôle prédominant des appels d'offres de court terme, dans sa décision D-2007-044 (page 5):

En outre, la Régie constate que cette dispense a été utilisée pour des quantités d'énergie nettement inférieures à celles acquises par le processus formel de l'appel d'offres. La Régie note également que le Distributeur a mis en place un processus consistant à communiquer avec au moins deux contreparties et que sa pratique courante est d'appeler trois, quatre et même cinq fournisseurs pour obtenir un prix. Chaque fournisseur reçoit une description équivalente du produit recherché⁹.

Comme on le verra plus tard, cette affirmation à l'effet que le Distributeur communique toujours « avec au moins deux contreparties et que sa pratique courante est d'appeler trois, quatre et même cinq fournisseurs pour obtenir un prix » ne correspond plus à la réalité.

Étant donné ces changements importants par rapport au contexte dans lequel la dispense a été accordée, il serait approprié que la Régie réévalue la situation, tenant compte des circonstances actuelles.

⁶ D-2004-245, pages 5 et 6.

⁷ Rapport d'évaluation, page 11.

3. Les achats de court terme

3.1. Relation entre les achats de court terme et l'Entente cadre

HQD reconnaît qu'il existe une relation entre les achats de court terme et les dépassements, dans la mesure où plus il achète de l'énergie de court terme, dans certaines heures, moins il y a de chances de dépassements⁸.

8.3 Est-il vrai d'affirmer que, pour une heure de haute charge en janvier, plus le Distributeur achète d'énergie sur les marchés de court terme, moins il y a de chances que sa consommation en énergie patrimoniale soit en dépassement, et vice versa? Si non, expliquez pourquoi.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.⁹

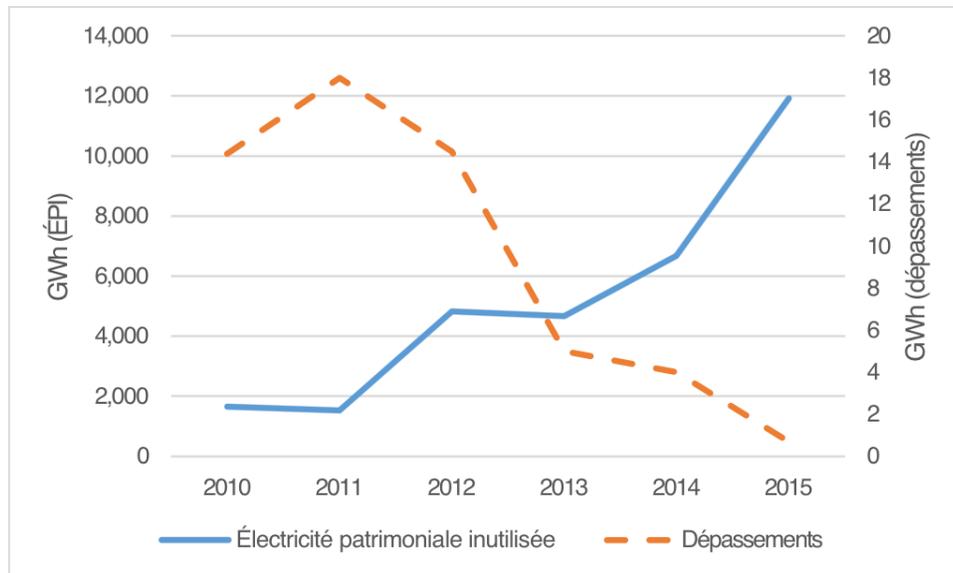
Suivant la même logique, il existe aussi un rapport entre les achats de court terme et l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) : plus il achète de l'énergie de court terme, dans certaines heures, plus il aura de l'ÉPI.

Au fil des ans, la quantité de dépassements a diminué année après année, en même temps que la quantité d'ÉPI augmentait drastiquement, de 2 à 12 TWh, tel que l'indique le Graphique 3.

⁸ HQD-3, doc. 6.1, page 11, R8.3.

⁹ R-3689-2016, HQD-3, document 6.1 - Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du RNCREQ, p. 11.

Graphique 3. Évolution des dépassements et de l'ÉPI (2010 à 2015)



Étant donné les interrelations entre les achats de court terme, les dépassements et l'ÉPI, il est légitime de s'interroger sur le caractère optimal ou non de la stratégie suivie par le Distributeur pour *calibrer* les volumes à acheter dans une situation donnée.

À la demande de la Régie, le Distributeur a organisé une séance de travail le 28 février 2017, où il a présenté les mécanismes utilisés pour effectuer ses achats de court terme, dont les achats bilatéraux et les achats sur les différentes bourses auxquelles il participe. Malheureusement, la demi-journée accordée à la séance ne permettait pas d'inclure une présentation des moyens qu'il utilise pour décider, pour chaque heure de l'année, si des achats de court terme sont requis et, le cas échéant, de combien d'énergie. Notre demande qu'une deuxième séance ait lieu à ce sujet avant le dépôt de la preuve des intervenants a été poliment écartée¹⁰. Dans sa décision D-2017-038, la Régie a statué que cette séance aura lieu après le dépôt du premier État d'avancement, c'est-à-dire après novembre 2017.

On peut présumer que le Distributeur utilise des systèmes analytiques puissants afin de gérer ses achats de court terme et notamment afin de déterminer combien d'électricité à acheter chaque heure – décisions qui, en combinaison avec les aléas de la demande et du climat, déterminent le niveau de dépassements qu'on constatera à la fin de l'année, ainsi que la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. En combinaison avec le prix payé pour ces achats, ces décisions détermineront aussi le coût total des achats de court terme de l'année.

¹⁰ Lettre datée du 21 mars 2017 de Me Simon Turmel à M. Pierre Méthé, à la page 7.

Sans connaître les détails de ces systèmes analytiques, qui seront décrits lors de la séance technique à venir, on ne peut savoir comment ils sont contrôlés ou calibrés afin de minimiser tant les dépassements que les quantités d'ÉPI. Est-ce que la réduction des dépassements constatée aux dernières années s'explique par la modification de certains paramètres analytiques ? Cette réduction a un coût, qui se reflète dans l'augmentation en parallèle de l'ÉPI. Comment quantifier ce coût ? Est-ce que les paramètres sont calibrés de façon optimale en vue de le réduire ? À la section 4, nous proposons une approche analytique qui permet de répondre à certaines de ces questions.

3.2. *Analyses ex post*

Aux audiences du dossier R-3933-2015, le Distributeur a indiqué qu'il ne faisait aucune analyse *ex post* de sa stratégie d'achats d'énergie de court terme¹¹. En réponse à nos DDR dans le présent dossier, le Distributeur a confirmé qu'il ne fait aucune analyse *ex post*, mis à part le nouvel indicateur exigé par la décision D-2017-022, dont nous discuterons plus loin. Il s'explique dans les termes suivants :

Par ailleurs, le Distributeur ne fait pas d'autres analyses *ex post*, il prend la meilleure décision avec l'information dont il dispose pour chaque transaction. Il évalue la performance et ajuste ses actions de manière quotidienne. Pour porter un jugement, on doit se demander si le Distributeur a pris les meilleures décisions possible au moment où elles ont été prises, et non pas quelles décisions il aurait dû prendre s'il avait connu l'avenir avec certitude. Le Distributeur rappelle que ses achats de court terme sont fortement influencés par les aléas climatiques et de la demande et qu'il a peu de contrôle sur ces facteurs¹². (nos soulignés)

Personne ne doute que l'équipe d'approvisionnement agit avec beaucoup de professionnalisme dans un environnement très incertain, et que ses membres essaient toujours de prendre la meilleure décision avec l'information dont ils disposent. Gérer des approvisionnements dans un tel environnement est une tâche difficile, et personne ne peut s'attendre à des résultats parfaits. Toutefois, cela n'implique pas nécessairement que, objectivement, les décisions prises soient toujours les meilleures. En fait, il peut être pertinent de vouloir savoir, *ex post*, si les décisions prises en temps réel ont produit des bons résultats, ou non. Si l'on constate, *ex post*, des résultats décevants, on peut essayer d'identifier des moyens afin d'améliorer la prise de décision en temps réel. Par contre, si on n'évalue jamais les résultats obtenus, on ne saura jamais si une telle amélioration est requise, ou non.

¹¹ R-3933-2015, notes sténo du 4 décembre 2015, pages 183 à 185; notes sténo du 9 décembre 2015, pages 87 à 89.

¹² HQD-3, doc. 6.1, page 12, R9.2.1.

La question de l'évaluation de la prise de décision face à des incertitudes importantes n'est pas unique à Hydro-Québec. Le gestionnaire de portefeuille d'investissement doit aussi agir dans un environnement de grandes incertitudes, et personne ne s'attend à ce que ses décisions soient toujours parfaites.

Suivant le dicton « *You can't manage what you can't measure.* », qu'il ne faut bien sûr pas prendre au pied de la lettre, on ne peut présumer qu'une stratégie décisionnelle est optimale si on n'en mesure jamais les résultats. Présumer que les décisions prises ont toujours été les meilleures possibles au moment de la prise de décision élimine toute possibilité d'améliorer le processus décisionnel.

3.3. L'indicateur de prix de marché

Dans ses dossiers tarifaires, le Distributeur compare le coût de ses achats de court terme avec un indicateur du prix de marché pour les mêmes heures. Jusqu'à récemment, cet indicateur faisait référence uniquement au marché de New York (NY). Dans sa décision D-2017-022 (pages 66 et 67), la Régie a modifié cet indicateur, à la demande du Distributeur. Le nouvel indicateur est basé sur le prix de marché de NY pour les premiers 1 100 MW achetés pour une heure donnée et celui de la Nouvelle-Angleterre (NE) pour la portion dépassant cette quantité, parce que lorsque les interconnexions avec NY sont pleines le Distributeur doit faire ses achats dans le marché NE, qui est généralement plus cher.

Dans sa preuve en R-3980-2016, HQD a démontré les résultats de ce nouvel indicateur pour 2015 comme suit¹³ :

¹³ R-3980-2016, B-0024, p. 12.

Tableau 1. Indicateur de prix de marché pour l'année 2015

		Indicateur de marché NY (ancien indicateur)	Indicateur de marché NY-NE (nouvel indicateur)	Coûts réels
Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux				
Coût total	M\$	859,4	1 116,9	1 702,7
Besoins postpatrimoniaux	TWh	17,5	17,5	17,5
Coût moyen	\$/MWh	49,1	63,9	97,4
Achats de long terme				
Coût total	M\$	590,1	763,0	1 415,2
Quantités acquises	TWh	14,5	14,5	14,5
Coût moyen	\$/MWh	40,8	52,7	97,8
Achats de court terme				
Coût des achats d'énergie	M\$	239,6	324,2	257,8
Coût de la puissance	M\$	29,7	29,7	29,7
Coût total	M\$	269,3	353,9	287,5
Quantités acquises	TWh	3,0	3,0	3,0
Coût moyen	\$/MWh	89,2	117,3	95,2

Ainsi, les coûts réels d'achats de court terme en 2015 dépassaient l'ancien indicateur, basé uniquement sur le prix de marché NY, mais ils étaient en deçà de la valeur du nouvel indicateur, qui tient compte des limites de l'interconnexion avec New York.

La Régie a approuvé l'indicateur tout en reconnaissant qu'il n'est pas parfait :

[228] La Régie reconnaît que le nouvel indicateur des prix de marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux proposés par le Distributeur n'est pas parfait. Cependant, elle n'est pas convaincue qu'il constitue un recul significatif au point de justifier son rejet. Les achats de court terme impliquent un nombre de contraintes très important. Selon la Régie, l'examen du suivi des achats de court terme déposé par le Distributeur constitue le meilleur outil pour s'assurer du respect de sa stratégie d'approvisionnement de court terme.

Par ailleurs, la Régie a spécifiquement suggéré que l'amélioration de l'indicateur soit considérée dans la présente audience :

[229] Par ailleurs, la Régie est d'avis que cet indicateur peut être amélioré à nouveau et considère que son examen dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur permettra de clarifier dans quelle mesure cet indicateur peut être amélioré, le cas échéant.

Il importe de souligner que cet indicateur traite uniquement du prix d'achat, sans toucher la question parallèle de **la quantité d'électricité à acheter** pour une heure donnée.

L'indicateur proposé à la prochaine section vise justement à pallier cette lacune.

4. Proposition d'un nouvel indicateur

Cette section propose une nouvelle approche pour analyser les achats de court terme, ce qui mène à la définition d'un nouvel indicateur de la performance de la stratégie d'approvisionnement à court terme. L'analyse se base sur le calcul des portions des achats de court terme qui, d'heure en heure, se retrouvent en énergie patrimoniale inutilisée, et de leur coût¹⁴.

Selon le décret patrimonial, HQD bénéficie de 8 760 « bâtonnets » d'énergie patrimoniale, chacun avec un niveau précis de puissance. Au-delà de ses approvisionnements à long terme, HQD fait des achats de court terme, d'heure en heure, afin de limiter l'énergie qu'il prend d'HQP à titre d'énergie patrimoniale aux quantités précises auxquelles il a droit (les bâtonnets).

L'attribution finale des bâtonnets est effectuée à la fin de l'année¹⁵, en appariant la courbe des puissances classées d'énergie mobilisée par HQP à titre d'énergie patrimoniale avec la courbe des bâtonnets.

Le Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'Entente globale cadre, déposé annuellement par HQD, (« le Relevé ») fait état de ces calculs. Il précise entre autres, pour chaque heure de l'année, le volume d'électricité patrimoniale réellement utilisée (le bâtonnet) ainsi que le volume d'électricité mobilisé par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale. Si le volume mobilisé est plus élevé que le bâtonnet, l'écart constitue un dépassement, qui est facturé au prix défini par l'Entente cadre. Si par contre le volume d'électricité mobilisé par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale est moins élevé que le bâtonnet affecté, l'écart constitue de l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI).

L'électricité patrimoniale inutilisée pendant une heure donnée ne peut pas être transférée à une autre heure. Cela implique que l'ÉPI pour l'année est la somme de l'ÉPI pour chaque heure où le phénomène se produit.

¹⁴ Cette approche s'inspire de l'analyse présentée par M. Marcel-Paul Raymond dans la preuve du AHQ-ARQ aux dossiers R-3933-2015 et R-3980-2016.

¹⁵ HQD-3, doc. 6.1, p. 10, R8.1.

L'ÉPI ne résulte pas uniquement des achats de court terme. Il y a par exemple beaucoup d'ÉPI pendant l'été, lorsqu'il n'y a pas d'achats de court terme. Ce type d'ÉPI, qui résulte du non-appariement entre la courbe de puissances classées du Distributeur et celle du Décret patrimonial, ne nous concerne pas ici.

Par contre, lorsque le Distributeur fait un achat de court terme dans le but d'éviter un dépassement et se retrouve plutôt avec de l'ÉPI, il s'agit clairement d'un résultat non idéal. Étant donné l'impossibilité d'obtenir des résultats parfaitement optimaux, le phénomène est inévitable. Toutefois, s'il arrive trop souvent ou s'il occasionne des coûts importants, on peut se demander s'il n'y a pas lieu de faire des ajustements dans la stratégie d'approvisionnement ou, plus précisément, dans la *calibration* des méthodes utilisées afin de déterminer la quantité d'électricité à acheter chaque heure.

Cette analyse se fait à partir des données fournies dans le Relevé, qui permettent d'identifier avec précision l'ÉPI pour chaque heure de l'année. Toutefois, pour connaître les coûts additionnels encourus, il faut aussi des informations sur le coût de chaque transaction, qui se trouvent dans le Suivi détaillé des achats et ventes de court terme (le « Suivi détaillé »). Sur une base annuelle, les informations fournies dans ces deux documents permettent de quantifier l'argent dépensé inutilement en achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI.

Comme pour la quantité d'ÉPI, le calcul des coûts des achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI doit se faire sur une base horaire. Prenons d'abord un cas simple, où il n'y a qu'une seule transaction d'achat pendant une heure donnée. Disons par exemple que, pour l'heure en question, HQD a fait un achat de 200 MW à un prix de 65\$/MWh. Supposons que, après l'affectation définitive des bâtonnets à la fin de l'année, on découvre que cette heure affiche 100 MW d'ÉPI. On peut donc conclure, *ex post*, que la première tranche de 100 MW de l'achat servait à éviter un dépassement, mais que la 2^e tranche de 100 MW a, par inadvertance, créé de l'ÉPI à un coût de $100 * 65 = 6\,500\$$.

En réalité, la situation est souvent plus compliquée, lorsqu'il y a plusieurs transactions en vigueur au même moment. Par exemple, la journée du 6 janvier 2015, pendant les heures de pointe, HQD achetait de l'énergie via huit transactions distinctes, dont deux transactions avec HQP (une pour 24h et l'autre pour les heures de pointe), pour un total de 2446 MW, à des prix allant de 74\$/MWh (Cargill) à 145\$/MWh (Brookfield).

L'ÉPI moyenne pour ces heures était d'environ 140 MW, soit 6% des achats de court terme. Quel prix devrait-on utiliser pour évaluer le coût de l'ÉPI? Il serait tentant d'utiliser le prix le plus élevé comme le prix à la marge. Toutefois, on ne peut présumer que l'achat le plus cher était le dernier achat engagé. Aux fins de cette analyse, nous utilisons donc le prix moyen (pondéré) des achats en vigueur pendant chaque heure.

Ainsi, sachant la quantité des achats de court terme ayant contribué à l'ÉPI pendant chaque heure de l'année, ainsi que leur coûts, on peut utiliser **la somme de ces coûts** comme un indicateur de la non-optimalité des achats de court terme.

Une « gestion *optimale* d'approvisionnement de court terme » serait donc une gestion qui mène à une valeur nulle de cet indicateur, et qui évite tout dépassement. Évidemment, étant donné les énormes incertitudes en place et le grand laps de temps entre les décisions et l'affectation finale des bâtonnets, une telle gestion optimale est à toutes fins pratiques impossible à réaliser. Toutefois, cet indicateur – le coût total des achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI – permet d'évaluer et comparer, d'année en année, la relation entre les résultats réels et cet idéal.

Les prochaines sections expliquent les sources utilisées (s. 4.1), les méthodes (s. 4.2) et les résultats pour les années 2012 à 2015, inclusivement (s. 4.3).

4.1. Les sources de données

Les informations requises pour calculer cet indicateur se trouvent dans deux documents produits annuellement par HQD :

- Le Relevé, et
- Le Suivi détaillé des achats et ventes de court terme (le « Suivi détaillé »).

4.1.1. Relevé Entente-cadre

Le Relevé, déposé en format Excel, consiste en deux onglets de données et un onglet sommaire.

C'est l'onglet « 1-EC » qui présente la véritable analyse de l'utilisation de l'Entente cadre. Sa logique est de commencer, pour chaque heure, avec la production des centrales d'HQP (col. E). On enlève la consommation aux centrales (col. F) et on ajoute l'électricité reçue par HQP aux interconnexions (en excluant l'électricité importée par HQD¹⁶) (col. G), pour obtenir le volume d'électricité fournie par les ressources d'HQP (col. I)¹⁷. On enlève l'électricité fournie par HQP à des tiers (col. J) et celle fournie à HQD à titre postpatrimonial (col. L). Le résultat (col. M) constitue l'énergie fournie à HQD à titre d'électricité patrimoniale.

¹⁶ HQD-3, doc. 6.1, p. 6, R4.2.1.

¹⁷ Aux fins de faciliter la lecture, ce résumé n'est pas exhaustif.

Afin d'affecter les bâtonnets, HQD a) trie ce résultat en ordre décroissant, b) affecte des bâtonnets en ordre décroissant, et c) le trie à nouveau en ordre chronologique. Cela donne la séquence de bâtonnets affectés, qui se trouve en Col. N.

L'onglet fournit aussi un calcul des heures de dépassement (col. N – col. M, lorsque positif) ainsi qu'un indicateur du prix DAM de NY, ajusté.

Ainsi, l'onglet 1-EC nous permet de calculer l'ÉPI (col. M – col. N, lorsque positif). Toutefois, il n'indique pas la quantité horaire des achats de court terme, ni leur prix.

4.1.2. Suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur

Le Suivi détaillé, déposé trimestriellement à la Régie et rendu public subséquentement, fournit une liste de chacune des transactions de court terme du Distributeur.

Transactions bilatérales

Pour chaque transaction bilatérale, il indique :

- Le fournisseur ;
- Le type de produit (« Pointe », « Hors pointe » ou « 24 heures »)
- Les dates de début et de fin, ainsi que la date légale;
- Le nombre total de MWh;
- La devise de la transaction ;
- Le prix moyen in CAD/MWh et, dans le cas des transactions en USD, en USD/MWh;
- Le prix de référence; et
- Les notes, le cas échéant.

À partir de cette information, on peut calculer, pour chaque transaction :

- Le nombre d'heures de l'achat (selon les dates de début et de fin, et le type de produit); et
- Le nombre de MW pour chaque heure.

Il est important de souligner que ces calculs dépendent de la précision de la caractérisation des produits. Pour les produits standards, on peut simplement diviser le nombre total de MWh par le nombre d'heures du produit (16h pour « Pointe », 8h pour « Hors Pointe », 24h pour « 24 heures »), pour déterminer le nombre de MW achetés.

Toutefois, tel que discuté plus loin, nous avons appris lors du dossier R-3933-2015 que plusieurs des achats d'HQD sont « profilé », c'est-à-dire d'une durée non standard ou pour des livraisons variables.

Il semble que, dans la préparation du Suivi détaillé, HQD identifie généralement les transactions profilées comme étant de Pointe¹⁸.

N'ayant aucune précision sur les transactions profilées, les calculs présentés plus loin les traitent comme si elles étaient des achats de Pointe. Cette imprécision affecte le placement de ces achats aux heures précises, mais n'affecte pas le total d'énergie ni son coût.

Achats auprès des bourses

Pour les achats auprès des bourses, le Suivi détaillé indique :

- le nom de la bourse;
- le type de produit (RT ou DAM); et
- les autres informations mentionnées ci-dessus.

Comme pour les achats bilatéraux profilés, le Suivi détaillé ne précise pas la durée des transactions auprès des bourses, ni les prix horaires. Par conséquent, nos calculs utilisent, pour chaque heure, la quantité moyenne et le prix moyen de la période rapportée. Encore une fois, ce fait ne devrait pas fausser significativement les résultats, étant donné que les chiffres fournis représentent en réalité la moyenne sur 24h. Toutefois, cela peut créer une certaine imprécision sur une base horaire.

4.2. Méthode

La méthode de calcul comporte cinq étapes, appliquées chaque heure de l'année :

1. Identifier le dépassement ou l'électricité patrimoniale inutilisée pour l'heure, en comparant le bâtonnet affecté avec le Volume d'électricité mobilisé par le Distributeur au titre d'électricité patrimoniale. Les deux chiffres se trouvent à l'onglet « 1-EC » du Relevé (colonnes N et O, respectivement).
2. Identifier le nombre de MW d'achats de court terme pendant l'heure. Étant donné qu'HQD ne semble pas disposer d'un tel registre¹⁹, nous avons dû en bâtir un sur la base des informations sur les transactions présentées dans le Suivi détaillé. Il s'agit d'une tâche laborieuse que nous avons automatisée avec une programmation VBA préparé lors du dossier R-3933-2015.

¹⁸ R-3933-2015, Notes sténo du 9 décembre 2015, v. 4, page 159.

¹⁹ HQD-3, doc. 6.1, page 13, R9.3.

Cet outil produit deux grands tableaux à partir de la liste de transactions produite dans le Suivi détaillé, chacun avec une colonne pour chaque transaction. Le premier tableau indique, pour chaque heure, le nombre de MW acheté en fonction de chaque transaction. La somme de chaque rangée donc donne, pour chaque heure, le nombre total de MW achetés selon les différentes transactions en vigueur pendant l'heure. Le deuxième tableau indique, pour chaque heure, la coût (MW multiplié par coût unitaire) payé selon chaque transaction. La somme de chaque rangée de ce deuxième tableau donne, pour chaque heure, le coût total de ces achats.

3. Pour chaque heure, on calcule la quantité d'Achats contribuant à l'ÉPI, qui est le moindre entre l'ÉPI et la quantité d'achats de court terme. Ainsi, lorsque l'une ou l'autre des deux valeurs est nulle pour une heure donnée, il n'y a pas eu d'Achat contribuant à l'ÉPI.
4. Pour chaque heure, on identifie le prix moyen des achats de court terme basé sur les deux tableaux de l'étape 2.
5. Pour chaque heure, on multiplie la quantité d'Achats contribuant à l'ÉPI (étape 3) par le prix moyen des achats (étape 4). La valeur qui en résulte est le coût encouru en Achats contribuant à l'ÉPI, pour l'heure en question.
6. De ce montant, il faut déduire le coût de fournir cette quantité en électricité patrimoniale, si l'achat contribuant à l'ÉPI n'avait pas eu lieu. Ce montant représente la perte encourue, pour l'heure en question, en raison de cet achat de court terme contribuant à l'ÉPI.

Cette méthode est appliquée, heure par heure, pendant toute l'année, par le biais d'un fichier Excel.

Les résultats clés, qu'on propose d'utiliser comme composantes d'un indicateur, sont :

- La quantité (étape 3) et le coût total (étape 4) des Achats contribuant à l'ÉPI;
- La proportion des Achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI (en MW et en \$), pendant les 300h de plus haute charge et sur l'année au complet; et
- Les pertes totales encourues en raison des achats de court terme contribuant à l'ÉPI (l'étape 6).

4.3. Résultats

Dans cette section, on présente les résultats de cette analyse pour les années 2013 à 2015, inclusivement, ainsi que les indicateurs qui en résultent. Les données pour 2016 n'ont pas encore été rendues publiques.

4.3.1. Résultats de l'année 2013

4.3.1.1. Résultats quantitatifs

Les résultats de notre analyse de l'année 2013 se résument comme suit :

Dépassements : Il y a 5 017 MWh de dépassements pendant l'année, mais aucun dépassement pendant les 300h de plus grande charge (« les 300h »).

ÉPI : Il y a eu 5,3 TWh d'ÉPI²⁰, dont 37,8 GWh pendant les 300h. C'est l'équivalent de 608 MW pendant chaque heure de l'année, mais seulement 126 MW en moyenne pendant les 300h.

Achats court terme : 2,3 TWh pendant l'année (267 MW, en moyenne), dont 386 GWh (1 287 MW en moyenne) pendant les 300h.

Prix moyen des achats de court terme : 13,2 \$/MWh sur l'année; 81,6 \$/MWh pendant les 300h.

Achats contribuant à l'ÉPI : Sur l'année, 220 GWh (25 MW par heure, en moyenne), à un coût de 13,5 M \$, soit un coût moyen de 61,18\$/MWh. Pendant les 300h, 37 GWh (123 MW par heure, en moyenne), à un coût de 3 M \$, soit un coût moyen de 81,60\$/MWh. Notons que presque tout l'ÉPI pendant les 300h a été causée par des achats de court terme.

Pourcentage des achats contribuant à l'ÉPI : Sur l'année, 9,4% des achats de court terme ont contribué à l'ÉPI, et donc ont été inutiles. Pendant les 300h, le taux était sensiblement le même.

Ces résultats sont résumés au Tableau 3.

²⁰ Selon le sommaire du Relevé, l'ÉPI est de 4 668 GWh. Chaque année, l'ÉPI calculé sur une base horaire excède celui indiqué au sommaire du Relevé par précisément 660 ou 661 GWh. L'explication de cet écart est inconnue.

Tableau 2. Résultats 2013

	2013	
	8760h	300h
Dépassements (MWh)	5,017	
ÉPI	5,329,174	37,765
Achats court terme - (MWh)	2,338,046	386,052
Achats court terme - (\$)	\$156,838,970	\$31,501,414
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$13.2	\$81.6
Achats contribuant à l'ÉPI - (MWh)	220,702	37,009
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$)	\$13,502,394	\$3,019,930
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$/MWh)	\$61.18	\$81.60
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	9.4%	9.6%
% des achats contribuant aux ÉPI (\$)	8.6%	9.6%

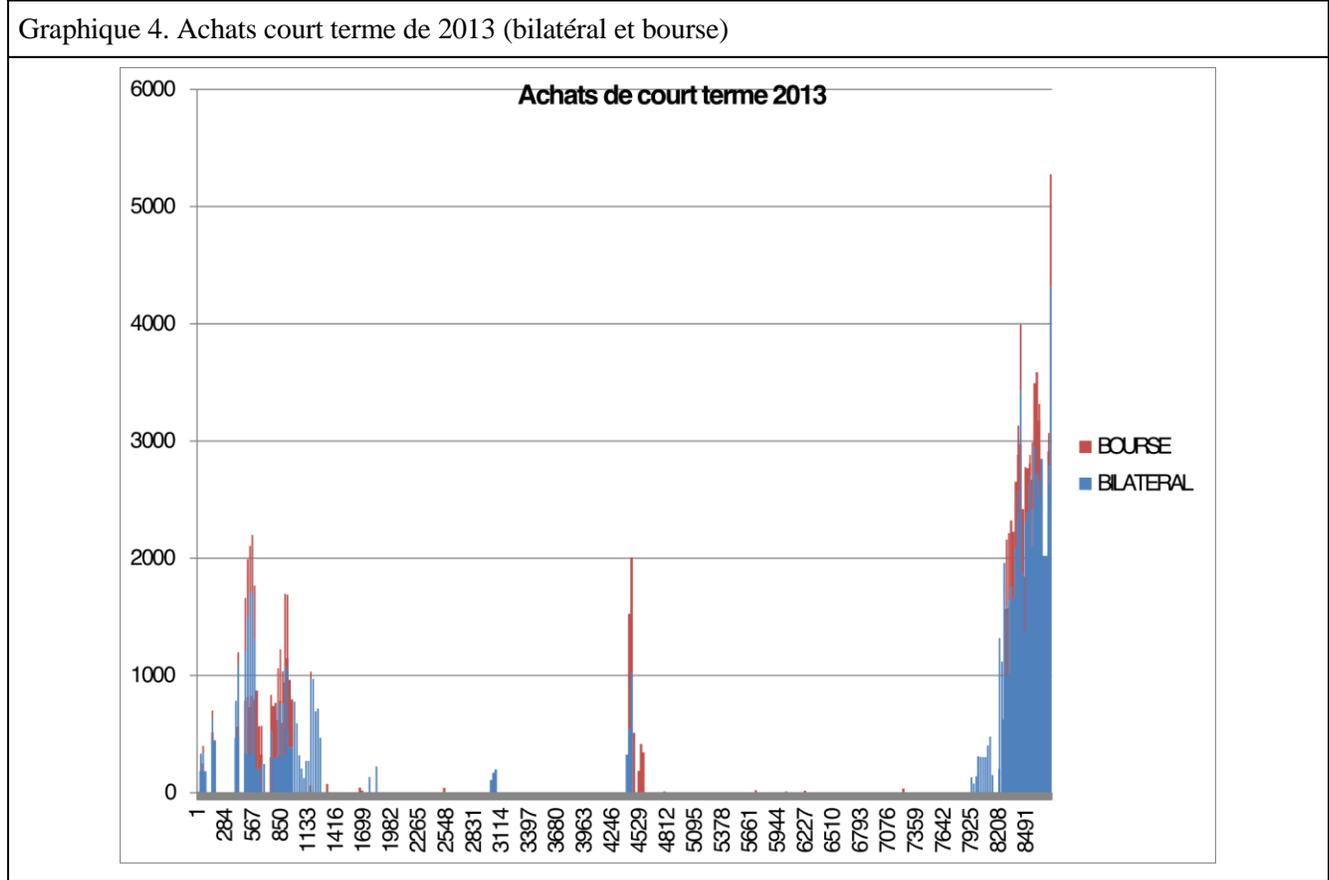
On constate donc que, en 2013, HQD a dépensé 13,5 M \$ pour faire 220,7 GWh d'achats de court terme qui, dans les faits, ont contribué à l'électricité patrimoniale inutilisée. Si HQD avait réussi à optimiser parfaitement son programme d'approvisionnement (ce qui serait évidemment impossible, étant donné les incertitudes importantes qu'il a dû gérer en temps réel), il aurait pu remplacer ces achats avec la même quantité d'électricité patrimoniale, à un prix unitaire de 28,1 \$/MWh, soit 620 017 \$. Les conséquences financières de cette non optimalité, soit les pertes dues aux achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI, se chiffrent à $13,5 - 0,6 = 12,9$ M \$ en 2013.

4.3.1.2. D'autres observations

Les grands tableaux produits aux étapes 2 et 3 de la méthode décrite en s. 4.2 permettent de visualiser certains aspects des achats de court terme qui ne ressortent pas explicitement des documents déposés par le Distributeur, et qui peuvent contribuer à mieux comprendre le déroulement de ces achats dans l'année.

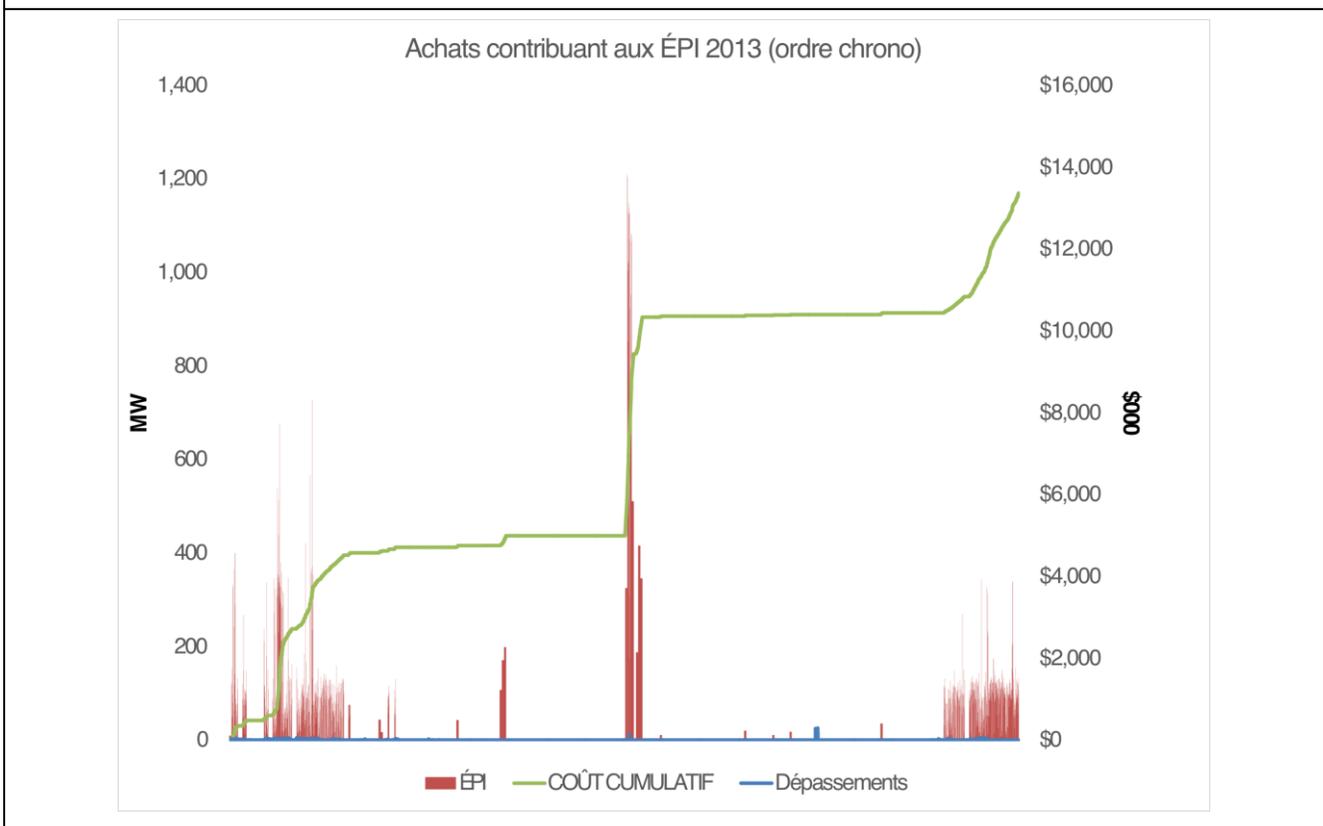
Le Graphique 4 montre la distribution horaire de ces achats de court terme dans l'année 2013. On constate que la vaste majorité des achats ont eu lieu vers la fin de l'année, qui représentait en fait le début d'un hiver très froid. On remarque aussi des achats de court terme surprenants de 2 000 MW en plein été.

Graphique 4. Achats court terme de 2013 (bilatéral et bourse)



Le Graphique 5, qui montre la distribution chronologique d'achats contribuant à l'ÉPI dans l'année, est encore plus surprenant. On apprend que ces achats en été contribuaient en grande partie à l'ÉPI. Cet événement comptait en fait pour plus qu'un tiers de l'ensemble des coûts d'achats contribuant à l'ÉPI pour toute l'année.

Graphique 5. Achats contribuant aux ÉPI 2013



Le Suivi détaillé permet de savoir que le Distributeur a fait des achats 24h auprès d'HQP le 3, 4 et 5 juillet 2013, pour 946 MW, 1422 MW et 2750 MW, à des prix de 121\$, 110\$ et 114\$/MWh, respectivement. Tous ces achats portent l'indication « Note 11 », qui précise : « Achat pour profils irréguliers, ajustement de la prévision, risque de dépassement, dernier recours ou autres ».

Comme nous allons le constater dans la prochaine section, il n'est pas rare qu'HQD fasse des achats « pour profil irrégulier » auprès d'HQP. Il semble donc que, pendant ces trois jours, HQD achetait beaucoup d'électricité non patrimoniale d'HQP et, au même moment, laissait une grande partie des bâtonnets affectés sur la table.

Les circonstances entourant cet événement ne sont pas mentionnées dans les documents consultés.

4.3.2. Résultats de l'année 2014

4.3.2.1. Résultats quantitatifs

Les résultats de notre analyse de l'année 2014 se résument comme suit :

Dépassements : Il n'y a eu aucun dépassement pendant les 300h, et 4 026 MWh pendant l'année (moins qu'en 2013).

ÉPI : Il y a eu 7,3 TWh d'ÉPI²¹, dont 145 GWh pendant les 300h. C'est l'équivalent de 838 MW pendant toute l'année, mais seulement 483 MW pendant les 300h. Il s'agit d'un niveau horaire plus élevé qu'en 2013.

Achats court terme : 2,7 TWh pendant l'année (305 MW, en moyenne), dont 424 GWh (1 415 MW en moyenne) pendant les 300h. Le niveau d'achats est donc légèrement plus élevé qu'en 2013.

Prix moyen des achats de court terme : 38,2 \$/MWh sur l'année; 240,4 \$/MWh pendant les 300h. Encore une fois, les coûts unitaires des achats de court terme sont beaucoup plus élevés qu'en 2013, surtout pendant les 300h.

Achats contribuant à l'ÉPI : Sur l'année, 484 GWh (55 MW par heure, en moyenne), à un coût de 68,5 M \$, pour un coût moyen de 141,56\$/MWh. Pendant les 300h, 141 GWh (469 MW par heure, en moyenne), à un coût de 33,9 M \$, pour un coût moyen de 240,44\$/MWh. Pour tous les aspects, il s'agit de chiffres beaucoup plus élevés qu'en 2013.

Pourcentage des achats contribuant à l'ÉPI : Sur l'année, ce pourcentage est deux fois plus grand qu'en 2013 (18,1%). Sur les 300h, il monte à 33 %. C'est-à-dire que, des 424 GWh achetés pendant les 300h, le tiers était inutile – avec un coût moyen de 240,44 \$/MWh! **Étant donné l'importance de ces chiffres, il serait pertinent d'examiner en détail les achats court terme faits pendant les 300h en 2014, afin d'essayer de trouver des pistes d'amélioration pour éviter des résultats similaires à l'avenir.**

Ces résultats sont résumés au Tableau 3.

²¹ Selon le sommaire du Relevé, l'ÉPI est de 6 682 GWh. Voir la note 22.

Tableau 3. Résultats 2014

	2014	
	8760h	300h
Dépassements (MWh)	4,026	
ÉPI	7,343,071	145,013
Achats court terme - (MWh)	2,675,037	424,369
Achats court terme - (\$)	\$481,939,878	\$102,035,407
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$ 38.2	\$240.4
Achats contribuant à l'ÉPI - (MWh)	483,857	140,716
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$)	\$68,496,599	\$33,833,828
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$/MWh)	\$141.56	\$240.44
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	18.1%	33.2%
% des achats contribuant aux ÉPI (\$)	14.2%	33%

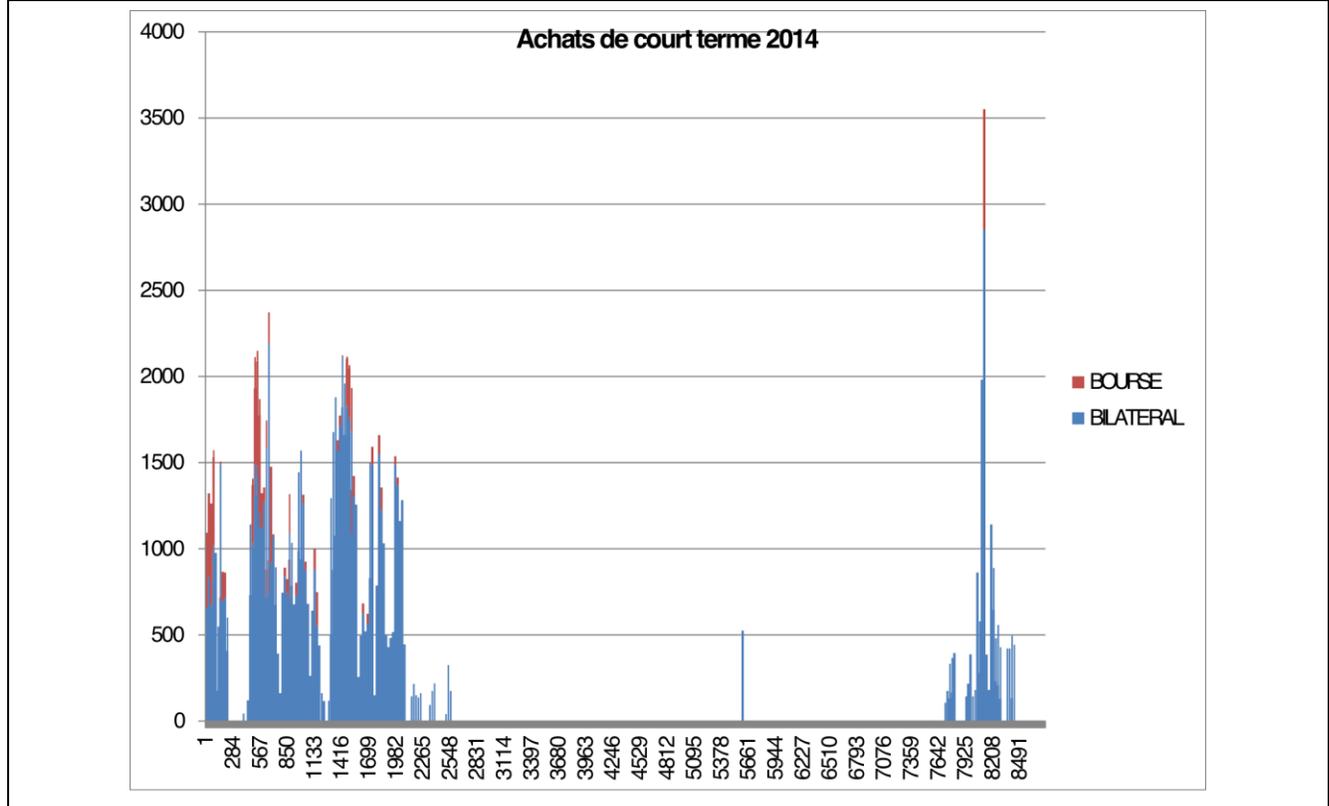
On constate donc qu'en 2014, HQD a dépensé 68,5 M \$ pour faire 483,9 GWh d'achats de court terme qui, dans les faits, ont contribué à l'électricité patrimoniale inutilisée. Si HQD avait réussi à optimiser parfaitement son programme d'approvisionnement, il aurait pu remplacer ces achats avec la même quantité d'électricité patrimoniale, à un prix unitaire de 28,3 \$/MWh, soit 1,4 M \$. Les conséquences financières de cette non optimalité consistent donc en une perte de $68,4 - 1,4 = 67,1$ M \$ en 2014.

On constate également que 18,1 % des achats de court terme (et **33 %** pendant les 300h) ont contribué à l'ÉPI, et donc ont été contreproductifs. Il s'agit de chiffres beaucoup plus importants qu'en 2013.

4.3.2.2. D'autres observations

Le Graphique 6 montre la distribution de ces achats de court terme dans l'année 2014. On constate des achats importants jusqu'à la fin du mois de mars, et ensuite pendant les premières deux semaines de décembre (et notamment le 5 décembre).

Graphique 6. Achats court terme de 2014 (bilatéral et bourse)

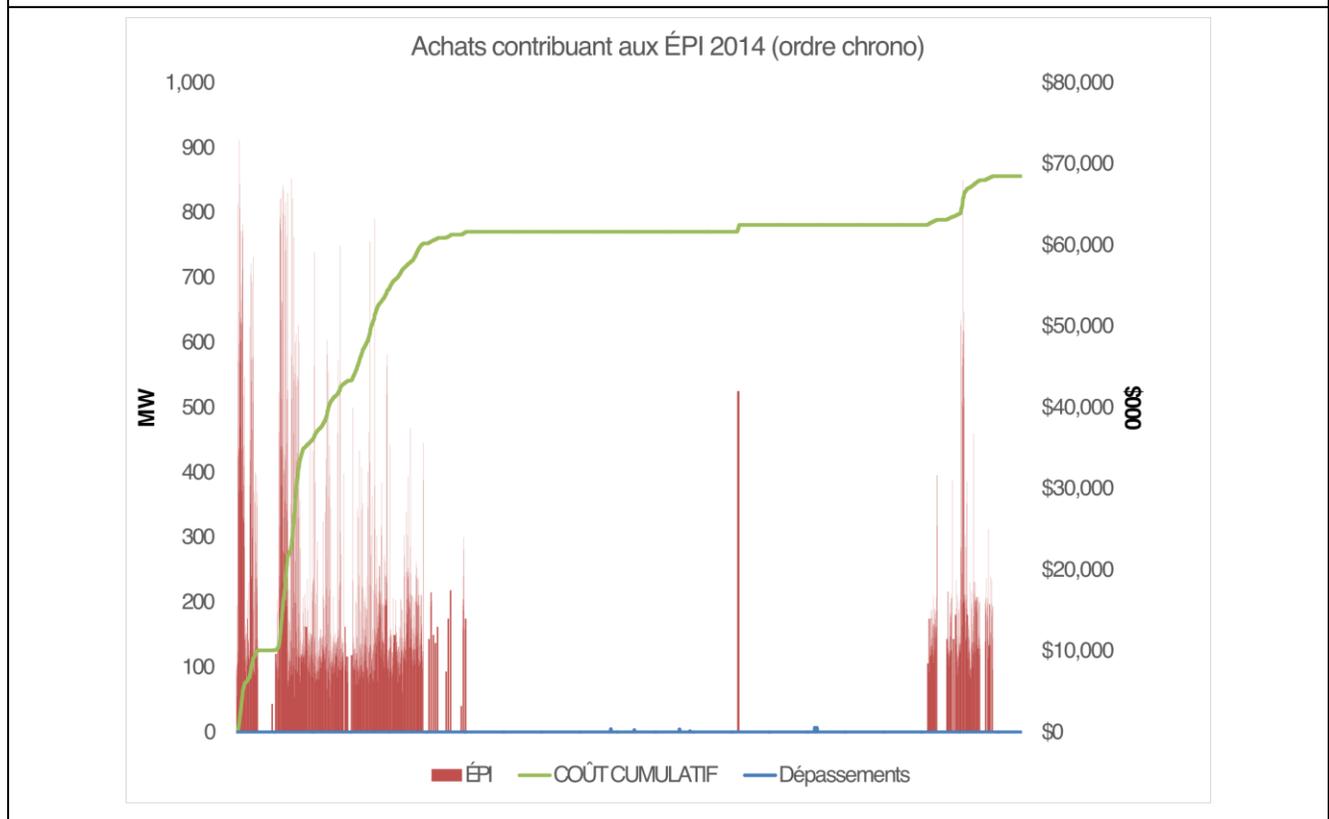


Le Graphique 7 démontre les achats de court terme contribuant à l'ÉPI en ordre chronologique pour l'année 2014. Il est intéressant de constater qu'il a eu beaucoup d'ÉPI, surtout en début d'année. Cela n'est pas surprenant puisqu'en début d'année, HQD doit gérer dans la plus grande incertitude, faisant des achats sur la base de son estimation de presque toute une année encore à venir. Toutefois, si ces achats contribuant à l'ÉPI se reproduisent en début d'année de façon régulière, il serait souhaitable d'essayer de modifier l'algorithme utilisé, afin d'éviter les pertes qui en découlent.

Comme on a vu, ces achats de court terme contribuant à l'ÉPI comptaient pour 68.5 M \$ sur l'année, dont la moitié pendant les 300h.

Comme en 2013, on constate un achat ponctuel contribuant aux ÉPI en été mais, contrairement à 2013, il ne contribuait pas significativement aux coûts. Cet achat était de seulement 500 MW, comparé aux 2000 MW en 2013, et il n'a duré qu'une journée (le 22 août), comparé à trois en 2013. Le prix unitaire n'était que 66,8 \$/MWh.

Graphique 7. Achats contribuant aux ÉPI 2014



4.3.3. Résultats de 2015

4.3.3.1. Résultats quantitatifs

Les résultats de notre analyse de l'année 2015 se résument comme suit :

Dépassements : Il n'y a eu aucun dépassement pendant les 300h, et seulement 712 MWh pendant l'année (encore moins qu'en 2014).

ÉPI : Il y a eu 12,6 TWh d'ÉPI²², dont 75 GWh pendant les 300h. C'est l'équivalent de 1 436 MW pendant toute l'année, mais seulement 251 MW pendant les 300h. Sur le plan annuel, il s'agit d'un niveau horaire encore plus élevé qu'en 2014, quoique l'ÉPI pendant les 300h était moins élevée.

Achats court terme : 3,0 TWh pendant l'année (342 MW, en moyenne), dont 575 GWh (1 917 MW en moyenne) pendant les 300h. Le niveau d'achats est donc légèrement plus élevé qu'en 2014.

²² Selon le sommaire du Relevé, l'ÉPI est de 11 919 GWh. Voir la note 22.

Prix moyen des achats de court terme : 22,6 \$/MWh sur l'année; 97,3 \$/MWh pendant les 300h. Encore une fois, les coûts unitaires des achats de court terme sont plus élevés qu'en 2013, mais moins importants qu'en 2014.

Achats contribuant à l'ÉPI : Sur l'année, 760 GWh (87 MW par heure, en moyenne), à un coût de 46,5 M \$, pour un coût moyen de 61,22\$/MWh. Pendant les 300h, 75 GWh (251 MW par heure, en moyenne), à un coût de 7,3 M \$, pour un coût moyen de 97,30\$/MWh. Pour tous les aspects, il s'agit de chiffres élevés comparé à 2013, mais beaucoup moins élevé qu'en 2014.

Pourcentage des achats contribuant à l'ÉPI : Ce pourcentage est très important sur l'année, 25,4 %, mais seulement 13,1 % sur les 300h.

Ces résultats sont résumés au Tableau 4.

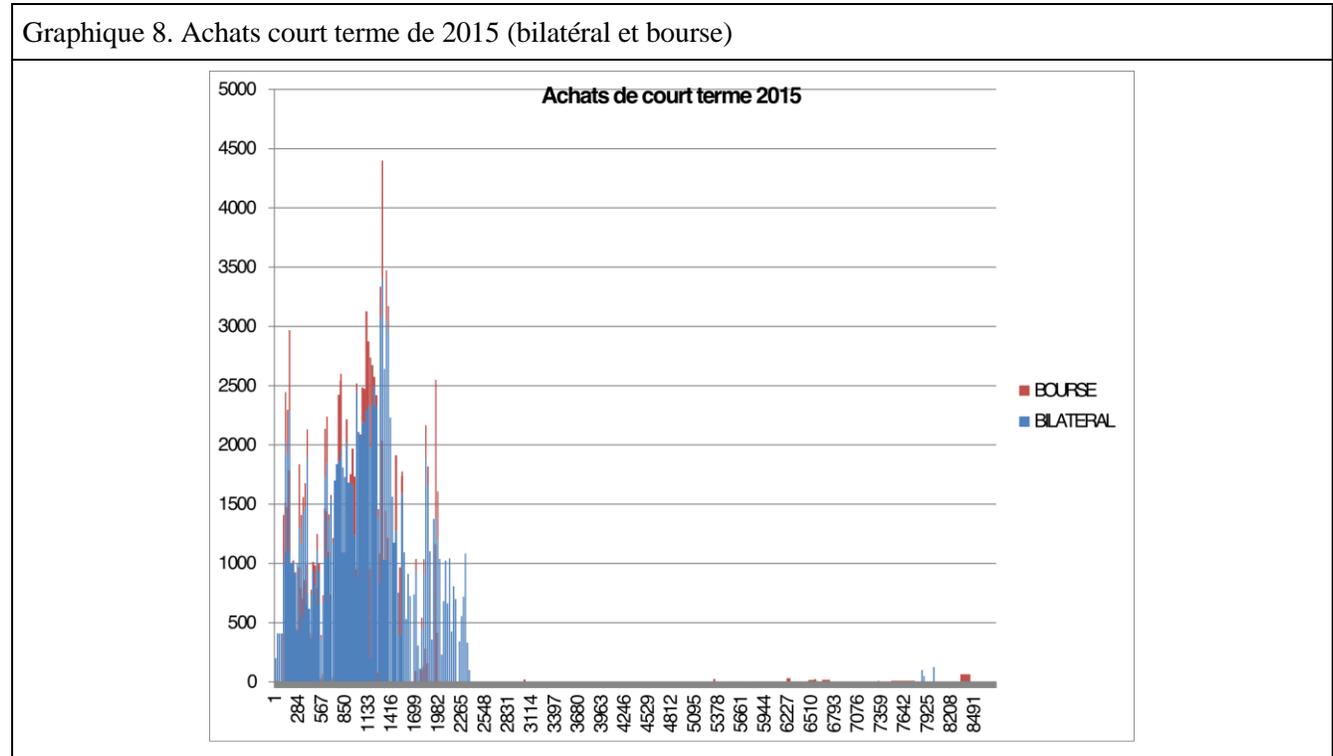
Tableau 4. Résultats 2015

	2015	
	8760h	300h
Dépassements (MWh)	712	
ÉPI	12,579,990	75,285
Achats court terme - (MWh)	2,995,808	575,214
Achats court terme - (\$)	\$252,468,143	\$55,967,656
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$ 22.6	\$97.3
Achats contribuant à l'ÉPI - (MWh)	760,312	75,170
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$)	\$46,546,563	\$7,313,938
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$/MWh)	\$61.22	\$97.30
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	25.4%	13.1%
% des achats contribuant aux ÉPI (\$)	18.4%	13.1%

On constate donc que, en 2015, HQD a dépensé 46,5 M \$ pour faire 760,3 GWh d'achats de court terme qui, dans les faits, ont contribué à l'électricité patrimoniale inutilisée. Si HQD avait réussi à optimiser parfaitement son programme d'approvisionnement, il aurait pu remplacer ces achats avec la même quantité d'électricité patrimoniale, à un prix unitaire de 28,5 \$/MWh, soit 2,1 M \$. Les conséquences financières de cette non optimalité consiste donc en une perte de $46,5 - 2,1 = 44,4$ M \$ en 2015.

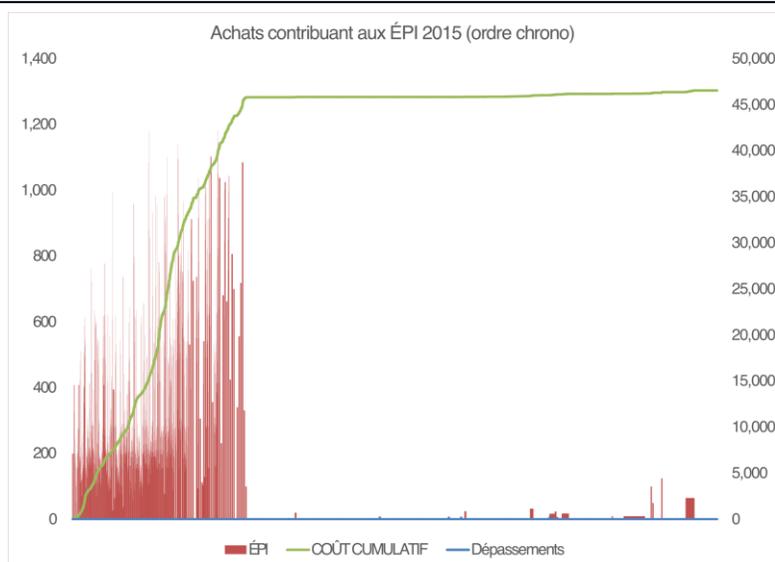
4.3.3.2. D'autres observations

En 2015, la presque totalité des achats de court terme a eulieu en janvier et février, avec les achats les plus forts à la fin de février. La grande majorité des achats étaient bilatéraux, comme l'indique le Graphique 8.



Les achats qui contribuent à l'ÉPI se trouvent presque exclusivement en janvier et février :

Graphique 9. Achats contribuant aux ÉPI 2015



4.4. Sommaire des résultats

Le Tableau 5 résume les résultats pour les années 2013 à 2015.

Tableau 5. Résultats annuels 2013 à 2015

	2013	2014	2015
Dépassements (MWh)	5,017	4,026	712
ÉPI	5,329,174	7,343,071	12,579,990
Achats court terme - (MWh)	2,338,046	2,675,037	2,995,808
Achats court terme - (\$)	\$156,838,970	\$481,939,878	\$252,468,143
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$13.2	\$ 38.2	\$ 22.6
Achats contribuant à l'ÉPI - (MWh)	220,702	483,857	760,312
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$)	\$13,502,394	\$68,496,599	\$46,546,563
Achats contribuant à l'ÉPI - (\$/MWh)	\$61.18	\$141.56	\$61.22
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	9.4%	18.1%	25.4%
% des achats contribuant aux ÉPI (\$)	8.6%	14.2%	18.4%

Afin de calculer les véritables pertes associées aux achats contribuant à l'ÉPI, il faut aussi tenir compte du coût d'achat de l'électricité patrimoniale qu'on aurait consommé en l'absence de l'achat. Le Tableau

6 présente donc les pertes reliées aux achats contribuant à l'ÉPI, tenant compte du coût de l'énergie patrimoniale qui aurait été consommée en l'absence de ces achats.

		2013	2014	2015
Achats contribuant à l'ÉPI (MWh)	1	220,702	483,857	760,312
prix patrimonial (\$/MWh)	2	\$2.81	\$2.83	\$2.85
coût d'achats équivalents en patrimonial	3 = 1 * 2	\$620,173	\$1,369,315	\$2,166,889
cout des achats contribuant à l'ÉPI	4	\$13,502,394	\$68,496,599	\$46,546,563
pertes reliées aux achats contribuant à l'ÉPI	5 = 4 - 3	\$12,882,221	\$67,127,284	\$44,379,674

Ainsi, ces pertes se chiffraient à **12,8 M \$ en 2013**, en **67,1 M \$ en 2014** et en **44,4 M \$ en 2015**.

Cet indicateur permet de résumer dans un seul chiffre la « non optimalité » des achats de court terme dans une année donnée. Tel que déjà souligné, les incertitudes dans lesquelles opère le Distributeur font en sorte qu'il est presque impossible que ce chiffre tombe à zéro, sans pour autant créer des dépassements majeurs de l'Entente cadre.

Un tel indicateur pourrait être utilisé à des fins strictement informatives ou à des fins tarifaires, soit dans le contexte actuel (fixation des tarifs en fonction du coût du service), soit dans un mécanisme de réglementation incitative, tel qu'actuellement discuté dans le dossier R-3987-2015.

5. Les achats auprès d'HQP

Le Rapport d'évaluation traite HQP comme un des fournisseurs d'HQD, sans lui accorder un rôle particulier. Toutefois, le Relevé nous enseigne qu'HQP joue un rôle unique dans le réseau électrique du Québec. L'onglet 1-EC démontre que, en temps réel, HQP fournit l'ensemble de l'énergie requise par HQD, net des achats de ce dernier d'autres fournisseurs. Aucun autre fournisseur ne joue un rôle semblable²³.

Le processus exigé par la Régie de contacter toujours plusieurs fournisseurs avant de faire une transaction bilatérale répondait explicitement à son souci de transparence et d'équité entre fournisseurs. Tel que mentionné plus haut, selon ce rapport, HQP ne comptait que pour 12% des achats de court terme d'HQD en 2005-2006.

²³ C'est TransÉnergie qui contrôle les quantités requises en chaque moment. Aux réseaux avoisinants, ce rôle est joué par l'ISO, qui fait appel à multiples producteurs selon un dispatch économique.

Dans l'audience R-3933-2015, HQD a pour la première fois rendu public le Suivi détaillé par contreparties, qui permet de connaître le nombre de parties contactées avant chaque transaction. Nous avons ainsi appris que, pour un nombre impressionnant de transactions en 2014, HQP était le seul soumissionnaire, et souvent la seule partie contactée directement en relation avec la transaction.

5.1. Les achats « profilés »

Selon l'explication fournie par les témoins d'HQD au dossier R-3933-2015, lorsque les besoins de court terme sont « irréguliers » — c'est-à-dire pour des profils de livraison autres que les blocs typiques de 24 heures et les blocs pointe et hors pointe — aucun des autres fournisseurs n'est capable d'y répondre²⁴. Dans ces cas, HQD ne contacte donc qu'HQP. Selon la preuve en R-3933-2015, c'était le cas pour 80% de ses achats de court terme auprès d'HQP²⁵.

Questionné sur ce sujet, HQD a répondu comme suit²⁶ :

Le terme « profilés » n'indique pas que le Distributeur n'a pas au préalable contacté d'autres contreparties.

D'abord, certaines contreparties peuvent avoir auparavant signifié au Distributeur qu'elles ne veulent pas transiger ce type de produit pour des raisons de gestion des risques ou de stratégies de couverture financière. Dans ce cas, le Distributeur ne les rappellera pas quotidiennement pour ce type de produit, mais il verra à confirmer leur position à différents moments au cours de l'année.

De plus, pour la période visée par la transaction, certaines contreparties peuvent ne plus avoir de quantités disponibles, surtout si elles ont déjà proposé des quantités qui ont été acceptées par le Distributeur dans le cadre d'une autre transaction visant la même période (par exemple, un bloc de pointe ou 24 heures). Cette situation est survenue beaucoup plus fréquemment en 2014 que les autres années en raison de l'hiver exceptionnellement froid, donc des besoins horaires à approvisionner plus élevés.

Finalement, des contreparties peuvent ne pas vouloir se commettre pour ce type de produit si elles estiment que la volatilité des prix de marché pour la période couverte par la transaction induit un risque trop important.

²⁴ R-3933-2015, Notes sténographiques du 8 décembre 2015, page 224.

²⁵ R-3933-2015, Notes sténographiques du 15 décembre 2015, p. 55.

²⁶ HQD-3, doc. 6.1, p. 17-18, R12.1.

Nous comprenons de cette réponse que, dans certains cas, il arrive qu'HQP soit le seul fournisseur qui puisse ou veuille faire une offre. Cela dit, il n'en demeure pas moins que, lorsque cela arrive, le jeu de concurrence auquel fait appel la dispense ne peut avoir lieu.

HQD ayant refusé notre demande de consulter les Suivis détaillés par contreparties pour les années autres que 2014, il est impossible de savoir à quelle fréquence cette situation s'est présentée en d'autres années.

HQD souligne avec raison que, même en l'absence d'une telle concurrence, un plafond de prix est créé par le fait qu'il compare l'offre d'HQP avec les prix prévus aux marchés avoisinants pour les mêmes périodes selon les plates-formes d'échanges énergétiques²⁷.

Les prix offerts par Hydro-Québec Production sont toujours comparés aux offres reçues des autres contreparties, ainsi qu'aux prix de marché anticipés pour la période couverte par la transaction. Après avoir comparé les prix offerts et ceux du marché de référence, le Distributeur retiendra le prix le plus bas pour des produits semblables.

HQD souligne aussi que²⁸ :

Le Distributeur ne tient pas de registre des transactions non complétées. Toutefois, comme indiqué en réponse à la question 11.2, si le prix du marché comparable est inférieur à celui soumis par Hydro-Québec Production, le prix de marché est retenu.

De plus, le Distributeur précise que pour un même indice de marché observé, par exemple sur le marché de New York, Hydro-Québec Production a, grâce à sa position concurrentielle, un avantage par rapport aux marchés de référence. En effet, l'emplacement des moyens de production d'Hydro-Québec Production permet au Distributeur d'économiser les frais de sortie du marché de référence, de GES et de courtage.

Toutefois, même si HQP a un avantage concurrentiel par rapport aux bourses, cet avantage ne profite pas nécessairement à HQD. Sachant que, pour un achat profilé, HQD n'a pas de fournisseurs autre que les bourses, HQP aura avantage à fixer son prix à peine plus bas que le prix prévu pour la bourse, lui permettant de profiter de cet avantage sans le partager avec sa division sœur, ni avec les consommateurs québécois.

²⁷ Ibid., p. 16, R11.2.1.

²⁸ Ibid., p. 16, R11.3.

Effectivement, un regard sur le Suivi détaillé par contreparties de 2014 suggère que, pour les transactions où HQP est le seul fournisseur contacté, le prix unitaire de l'achat a tendance à suivre celui du marché de référence, tout en restant moins élevé.

Prenons par exemple les quatre transactions avec HQP qui ont eu lieu le 2 et 3 janvier 2014. Le Tableau 7 présente le prix moyen et le prix comparatif pour chacune de ces quatre transactions ²⁹.

	Fournisseur	Quantité moyenne (MW)	Prix moyen (\$/MWh)	Prix comparatif (\$/MWh)
T0102909	HQP	308	225	246.20/252.83
T0102910	HQP	1050	350	382.97
T0102913	HQP	117	350	382.97
T0102915	HQP	400	400	437.68

Aucune autre soumission n'a été obtenue pour ces transactions, comme pour la plupart des achats d'HQP. On constate que les prix sont très élevés, mais toujours moins élevé que le « prix comparatif ».

Invité à préciser le nombre de transactions d'achats de court terme « profilées » qui ont été effectuées auprès d'HQP sans avoir préalablement contacté d'autres parties, HQD a répondu comme suit³⁰ :

Le Distributeur tient d'abord à souligner qu'il respecte les règles établies concernant les achats de court terme effectués sous dispense. Comme indiqué en réponse à la question 12.1, il contacte toujours au préalable d'autres contreparties et compare le prix obtenu avec les prix de marché anticipés transigés sur les plates-formes d'échanges énergétiques. Ces plates-formes indiquent l'adéquation de l'offre et la demande d'un grand nombre de participants transigeant des produits énergétiques liquides sur les différents marchés de l'électricité et du gaz naturel.

²⁹ Source : R-3933-2015, HQD-16, doc. 7.1, page 3; transactions T0102909 à T0102915.

³⁰ Ibid., p. 18, R12.1.2.

Or, cette réponse laisse comprendre qu'HQD obtient des offres d'autres contreparties quand c'est possible. Quand ce n'est pas possible, il compare l'offre d'HQP avec les prix anticipés transigés sur les plates-formes d'échanges énergétiques. Il n'a pas voulu préciser la fréquence avec laquelle cela arrive.

On comprend que le Distributeur n'a pas vraiment d'autres choix dans cette situation. Cela dit, il faut admettre que ces circonstances sont très différentes de celles présentées à la Régie dans le Rapport d'évaluation, sur lequel se basait la dispense :

Pour les transactions bilatérales, le Distributeur contacte toujours un minimum de deux fournisseurs afin d'obtenir un prix. La pratique courante est que trois, quatre et même cinq fournisseurs soient appelés.

Si cela n'arrivait qu'à quelques reprises, cela ne serait pas de grande importance. Toutefois, en 2014, la seule année pour laquelle des données sont disponibles, ils comptaient pour 80% des achats auprès d'HQP, dans une année où HQP était le fournisseur de 40 % de tous les achats de court terme, pour une valeur de plus que 200 millions \$³¹.

Devant ces constats, une réflexion s'impose sur une question précise : Lorsqu'HQP est le seul fournisseur capable de répondre à un besoin de court terme d'HQD, comment le prix devrait-il être fixé?

5.2. La fixation du prix

La fixation du juste prix lorsque HQD traite de gré à gré avec HQP soulève des questions importantes qui ne font pas l'objet de débats au Québec depuis l'adoption de la loi 116 en 2000, qui a établi la séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec. Selon cette réforme, l'obligation d'HQP de vendre sa production aux consommateurs québécois à un prix préférentiel est limitée au contrat patrimonial. Pour les ventes post patrimoniales, les prix devraient refléter le « prix du marché ». Mais que signifie cette expression, étant donné l'absence d'un marché de court terme au Québec ?

La notion même d'un « prix de marché » implique un seul prix tant pour les acheteurs que pour les vendeurs. Certes, il peut y avoir un certain écart entre le prix offert et le prix demandé (le *bid-ask spread*), mais dans un marché liquide, ce *spread* ne devrait pas être grand.

Étant donné qu'il n'existe pas un véritable marché de court terme de l'électricité au Québec, ces notions s'appliquent difficilement. Ainsi, dans les faits, il n'y a aucun rapport entre le coût marginal de l'acheteur (HQD) et le prix marginal du vendeur (HQP).

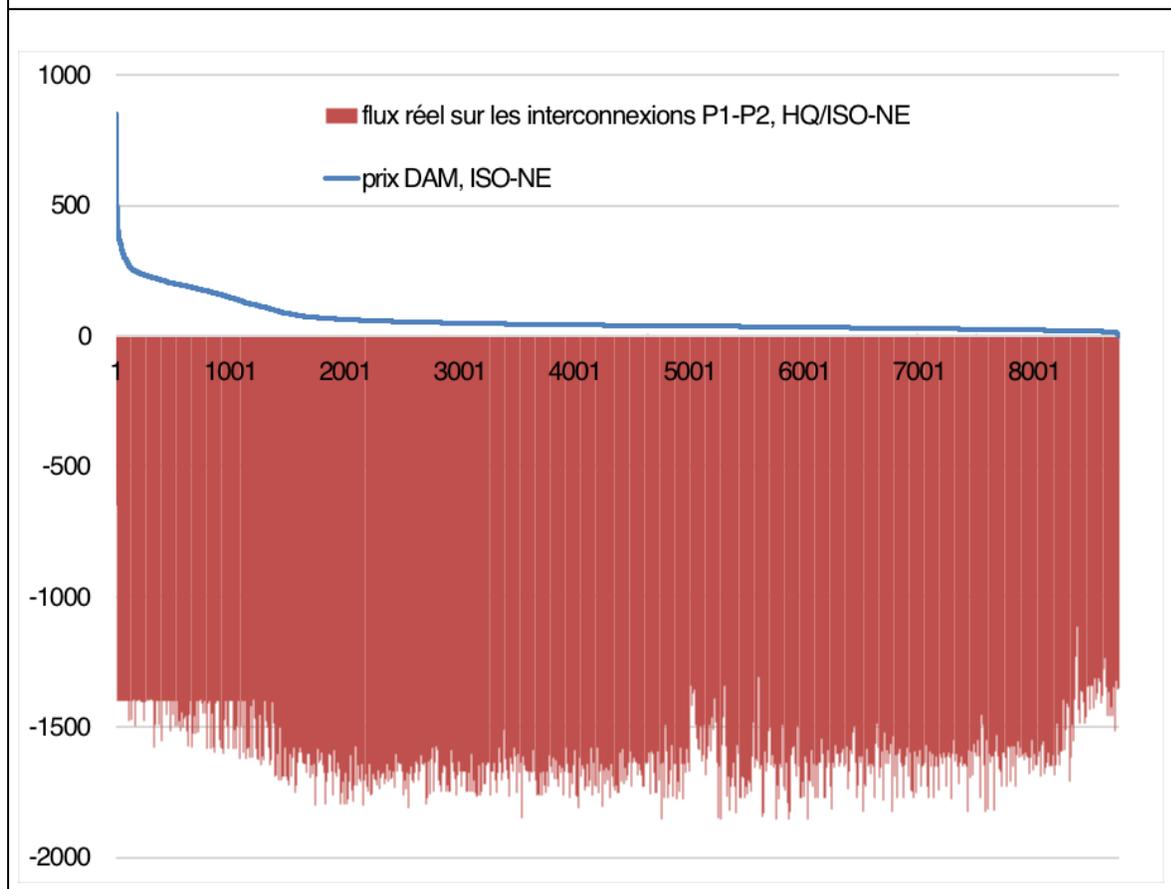
³¹ Voir la note 23, ci-dessus.

Étant donné qu'HQD n'a aucune capacité de stockage à sa disposition, son coût marginal pour une heure donnée est soit le coût du patrimonial — s'il ne fait pas d'achats de court terme —, soit le coût du marché externe (ou du fournisseur bilatéral) le moins cher.

Pour HQP, la situation est très différente. Il peut vendre son kWh marginal au marché avoisinant avec le prix le plus élevé, mais seulement dans la mesure où il reste de la capacité disponible sur les interconnexions.

En ce qui concerne le marché de plus haut prix, celui de la Nouvelle-Angleterre, c'est rarement le cas. Le montre les flux de 2014 sur l'interconnexion P1-P2 entre TransÉnergie et le ISO-NE. Les heures sont classées en fonction du prix DAM en Nouvelle Angleterre, la ligne bleue. Pour chaque heure, une barre rouge indique le flux d'électricité sur les interconnexions. On voit clairement que cette interconnexion est très sollicitée, voire pleine, presque toutes les heures de l'année.

Graphique 10. Flux et prix sur l'interconnexion ISO-NE/HQ, 2014³²



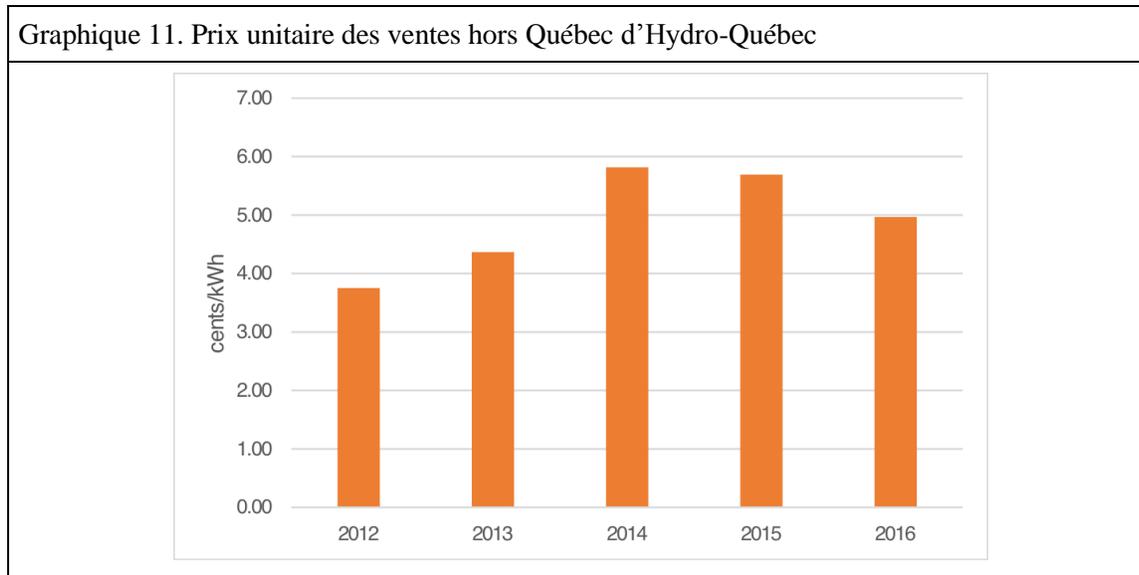
Si la capacité de transit entre le Québec et l'ISO-NE est déjà pleinement utilisée dans une heure donnée, comment peut-on prétendre que la fourniture d'un kWh additionnel à HQD prive HQP d'une vente au prix de l'ISO-NE?

Si HQP n'avait aucune capacité de stockage à sa disposition, la valeur marginale de son énergie serait le prix du marché de plus haut prix *pour lequel il reste de la capacité de transfert disponible sur l'interconnexion*. À la limite, si toutes les interconnexions étaient pleines et HQD ne cherchait pas d'énergie additionnelle, la valeur marginale serait nulle (déversement).

Or ce n'est évidemment pas le cas; HQP dispose de grandes capacités de stockage. Si les prix disponibles ne sont pas suffisamment intéressants, il peut toujours garder son eau pour un export à un autre moment.

³² Source : données de l'ISO-NE.

Les formules qu'utilise HQP pour déterminer la valeur marginale de son eau font partie de sa recette secrète, et ne seront probablement pas dévoilées devant la Régie. Toutefois, il y a un indicateur publiquement disponible : la valeur moyenne de ses ventes hors Québec. Le Graphique 11 indique ces valeurs pour les années 2010 à 2016, inclusivement³³.



On constate que le prix unitaire moyen des ventes hors Québec d'HQP varie entre 3,8 et 5,8 cents/kWh dans les dernières années. Ces chiffres sont peut-être surprenants, sachant que les prix sur certaines heures montent à des centaines de dollars par MWh, mais HQP exporte presque toutes les heures, même lorsque les prix ne sont pas très élevés. En effet, si la moyenne est entre 4 et 5 cents et les prix sont parfois très élevés, il doit aussi y avoir des ventes à des prix sensiblement plus bas que la moyenne.

Quelle est donc la valeur d'un kWh marginal pour HQP à une heure donnée ? Lorsqu'il n'y a pas de disponibilité sur les interconnexions, la valeur d'un kWh marginal n'a rien à voir avec les prix des marchés avoisinants pendant l'heure en question. Étant donné sa capacité de stockage, HQP peut heureusement choisir le moment de vente de ce kWh marginal, mais sous les contraintes de la disponibilité de transport. Sachant qu'il optimise déjà ses ventes, le prix unitaire moyen sur les marchés externes peut servir comme approximation de cette valeur marginale.

³³ Sources : Rapports annuels d'Hydro-Québec. Les valeurs indiquées sont calculées des ventes (GWh) et des produits des ventes (\$) des ventes hors Québec. Jusqu'au 2014, il s'agit des ventes à court terme. Depuis 2015, une seule valeur est publiée, pour l'ensemble des ventes hors Québec.

Lorsqu'HQP fournit un kWh non patrimonial à HQD, il se prive du revenu de la vente de ce kWh sur les marchés externes. La loi 116 est claire : le droit d'HQD aux prix préférentiels est limité au bloc patrimonial. Toutefois, quel est le « juste prix » pour ce kWh? Il y a deux façons de le concevoir :

- a) La vente d'un kWh post patrimonial à HQD devrait se faire à un prix qui s'assure qu'HQD ne paiera pas plus que ce qu'il aurait payé à un autre fournisseur, en l'absence de cette vente, ou
- b) La vente d'un kWh post patrimonial à HQD devrait se faire à un prix qui garantit à HQP le même bénéfice qu'il aurait eu d'un autre acheteur, en l'absence de cette vente.

Selon la logique a), appliquée par le Distributeur, chacune des transactions identifiées au Tableau 7 représente une aubaine pour les consommateurs, parce que l'achat auprès d'HQP a été moins cher que les prix autrement disponibles.

Toutefois, vendre un kWh à HQD à un prix de 35 ou 40 cents/kWh, dans un contexte où il remplit déjà toutes ses interconnexions et la valeur moyenne de ses exportations n'est que de 4 à 6 cents/kWh (selon le), représente un *windfall profit* pour HQP parce que, en l'absence de cette vente à HQD, HQP ne pourra pas obtenir ce prix ailleurs pour ce kWh marginal. Selon la logique b), le prix de vente d'un kWh post patrimonial devrait refléter la valeur marginale de l'eau pour HQP, peu importe à quel moment l'achat aura lieu.

À ma connaissance, le Législateur n'a pas confirmé l'une ni l'autre de ces deux interprétations. La Régie n'a pas non plus étudié la question, étant donné qu'en 2007, elle présumait que chaque transaction serait effectivement un mini appel d'offres, où les prix seraient déterminés par le jeu de la concurrence.

Sachant maintenant que les transferts post patrimoniaux de gré à gré entre HQP et HQD se font sur une base régulière – parce que HQP est en réalité le seul fournisseur qui peut répondre à certains besoins d'HQD –, on est confronté à cette question du prix de transfert en l'absence d'un véritable marché.

Selon la théorie économique qui sous-tend la restructuration des marchés énergétiques, les prix de marché mènent aux tarifs justes et raisonnables, mais seulement dans la mesure où aucun participant ne peut exercer du *market power*. Selon le US Department of Energy :

The market power issue is of particular interest to policymakers and legislators as they consider electric power industry restructuring, because the exploitation of market power can significantly erode the consumer benefits that would be expected to result from the transition from regulated to competitive markets for electricity generation.³⁴

³⁴“Horizontal Market Power in Restructuring Electricity Markets,” U.S. Department of Energy (March 2000), p. v.

La FERC joue un rôle prépondérant en termes des règles du jeu en matière des marchés énergétiques en Amérique du nord. Selon la Federal Power Act et la jurisprudence applicable, avant que la FERC puisse permettre à une entité de transiger de l'électricité aux prix du marché, elle doit démontrer que les prix qui résultent de l'opération de ce marché mèneront à des tarifs justes et raisonnables. Pour ce faire, on doit démontrer que « neither buyer nor seller has significant market power ».35 Si ni l'un ni l'autre ne peut exercer un contrôle indu sur le prix du marché, la Commission l'autorise à transiger au prix du marché, ayant conclu « that the [market] price is close to marginal cost, such that the seller makes only a normal return on its investment » et non des profits monopolistiques.36

En 2001, la FERC a précisé que, lorsqu'elle constate la présence de *market power*, elle exige que le prix de la transaction soit plutôt fixé selon les coûts.

We will require a split-the-savings formula, which was the traditional cost-based ratemaking model used for spot market energy sales. This historical costing approach was a way of establishing an economic value for spot energy exchanges by dividing the trade benefits equally between the buyer and the seller. Eliminating an applicant's ability to negotiate trade benefits is an effective means of mitigating the applicant's market power in the spot market.³⁷
(emphasis added)

Cette observation suggère une solution au problème auquel nous sommes confrontés. L'approche « split savings » utilisée par la FERC, où les bénéfices de la transaction sont partagés entre les deux parties, permettrait de faire un partage équitable des bénéfices de la transaction entre HQP et HQD. Ainsi, pour certaines transactions avec HQP où elle juge que celui-ci a joui du *market power* en raison d'un manque de concurrents, la Régie pourrait limiter les coûts admissibles pour les fins de la tarification à un niveau qui permet un partage des bénéfices de la transaction entre les deux divisions. Le prix reconnu pourrait donc être à mi-chemin entre le coût qu'autrement aurait encouru HQD — celui de la bourse avoisinante — et les prix qu'aurait qu'autrement obtenus HQP. Cette dernière valeur pourrait être établie en fonction d'une preuve présentée par HQP ou, à défaut, en fonction des prix moyens à l'exportation selon les Rapports annuels d'Hydro-Québec.

³⁵ Tejas Power Corp. v. FERC, 908 F.2d 998, 1004 (D.C. Cir. 1990).

³⁶ Ibid.

³⁷ *Investigation of Terms and Conditions of Public Utility MarketBased Rate Authorizations*, 97 FERC. 61,220 (Nov. 20, 2001) (order establishing refund effective date and proposing to revise marketbased rate tariffs and authorizations).

6. Recommandations

Les analyses présentées ci-dessus mènent aux recommandations suivantes :

- Étant donné ces changements importants par rapport au contexte dans lequel la dispense a été accordée, il serait approprié que la Régie la réévalue, tenant compte des circonstances actuelles ;
- Que l'Indicateur de prix de marché soit complété par un indicateur de la performance de la stratégie d'approvisionnement à court terme, qui tiendra compte également de la justesse de l'estimation des quantités d'achat requise ;
- Que la Régie exige qu'HQD inclue dans le Relevé de l'Entente cadre qu'il produit annuellement deux colonnes additionnelles, indiquant, sur une base horaire :
 - Le volume d'achats de court terme du Distributeur, et
 - Le coût total de ces achats;
- Que la Régie exige qu'HQD inclue dans son Rapport annuel un Rapport sur ses achats de court terme, qui présente, selon l'approche analytique présentée ci-dessus :
 - les achats contribuant à l'électricité patrimoniale inutilisée (en GWh), pour l'année et pour les 300h;
 - le coût de ces achats contribuant à l'ÉPI; et
 - les pertes y reliées.
- Que la Régie complète l'Indicateur de prix de marché avec un nouvel Indicateur de la performance de la stratégie d'approvisionnement à court terme, qui reflétera les pertes reliées aux achats de court terme contribuant à l'ÉPI. Cet indicateur pourrait être utilisé à des fins strictement informatives ou à des fins tarifaires, soit dans le contexte actuel (fixation des tarifs en fonction du coût du service), soit dans un mécanisme de réglementation incitative, tel qu'actuellement discuté dans le dossier R-3987-2015.
- Que la Régie demande à HQD de présenter une proposition pour la fixation, aux fins réglementaires, des prix de ses achats auprès d'HQP lorsque celui-ci est le seul fournisseur capable de répondre à un besoin d'HQD, proposition qui sera examinée dans une audience dédiée.

En parallèle, il serait souhaitable qu'HQD fasse un examen détaillé :

- du fait que pour chacune des trois années étudiées, il y a eu un nombre important d'achats de court terme contribuant à l'ÉPI en janvier et en février. Une étude retrospective pourrait donner lieu à des enseignements qui permettraient à l'avenir de mieux calibrer ses achats en début d'année, sans créer un niveau inacceptable de dépassements; et
- du fait qu'en 2014, 33% des achats faits pendant les 300h ont contribué à l'ÉPI et ont donc été inutiles, à un coût moyen de 240\$/MWh. Une étude retrospective de cette année – une année présentant des caractéristiques exceptionnels, il faut le reconnaître – pourrait donner lieu à des enseignements qui permettraient d'éviter un tel résultat à l'avenir.