

Les achats de court terme d'HQD

R-3986-2016

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

Rapport de Philip Raphals
pour le RNCREQ

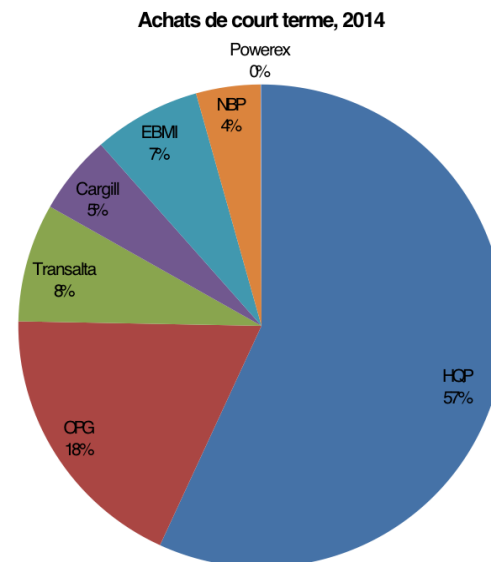
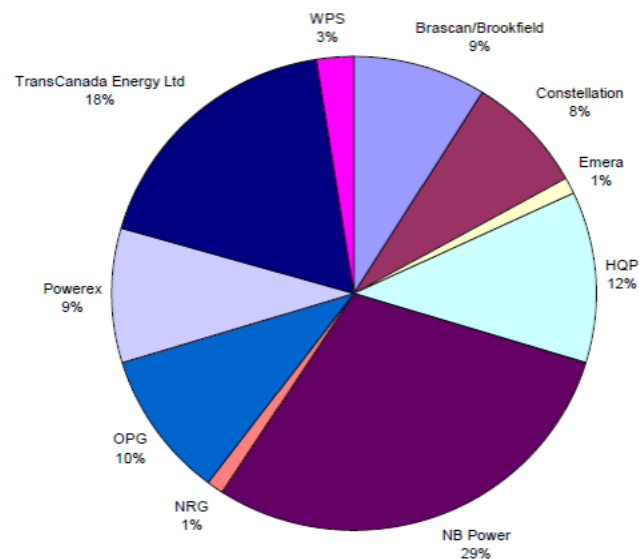
25 mai 2017

Plan

- Contexte réglementaire
- Relation entre les Achats de court terme (ACT) et l'Entente cadre
- Proposition d'un nouvel indicateur
- Les achats auprès d'HQP
- Recommandations

Contexte réglementaire

- D-2004-245 (R-3539-2004): dispense provisoire
- D-2007-044 : dispense sans terme
 - > Basé sur Rapport d'évaluation de 2007
 - « 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 ou même cinq fournisseurs pour obtenir un prix. » (p. 5)
 - > Changements importants depuis 2007

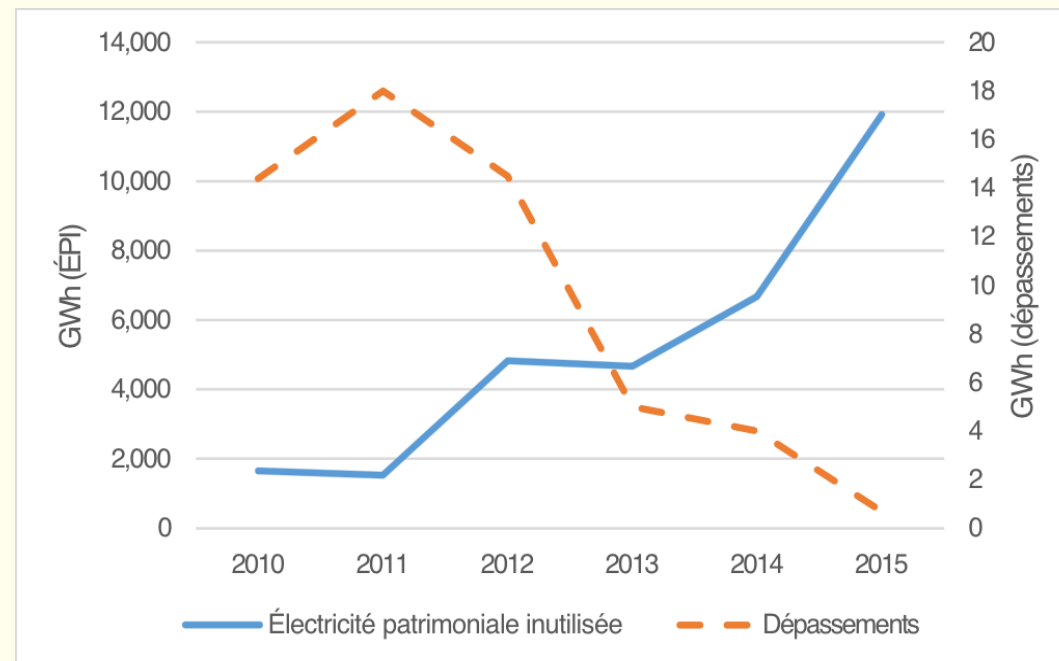


... Contexte réglementaire

- D-2017-022 : Nouvel indicateur de prix de marché
 - [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.
- D-2017-043 : Mécanisme de réglementation incitative
 - [421] Toutefois, la Régie estime que les intervenants ont fait la preuve d'un enjeu qui, en termes de revenus requis, est significatif, soit celui de la relation des achats de court terme et de l'inutilisation de l'électricité du bloc patrimonial.
 - [422] **C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce nouvel indicateur pourrait être utilisé dans le cadre de la seconde génération du MRI.**

Relation entre les ACT et l'Entente cadre

- HQD gère les bâtonnets sous incertitude
 - > Les achats de court terme (ACT) ressemble à une police d'assurance
 - > Plus on fait des ACT :
 - Moins il y a de risque de dépassements (B-0035, R8.3, page 11)
 - Plus il y a de risque d'Électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI)



Relation entre les ACT et l'Entente cadre

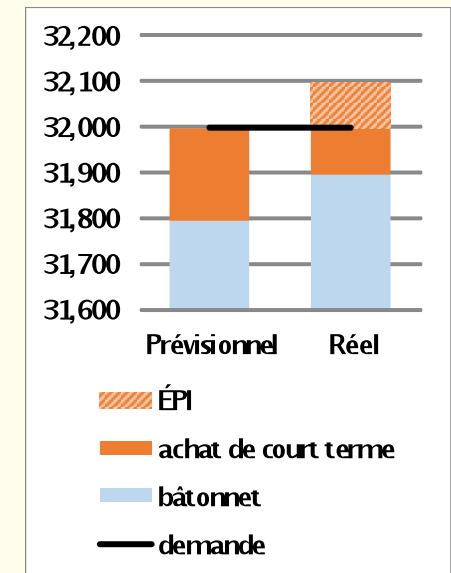
- Comment HQD procède-t-il pour décider combien acheter pour chaque heure ?
 - > Aucune explication fournie jusqu'ici
 - Séance technique prévue après la fin des audiences
 - > Aucune indication si les prix sur les marchés influent sur cette décision, et si oui, comment
 - > Aucune analyse *ex post* de sa stratégie d'ACT
- L'indicateur de prix de marché traite du prix unitaire des ACT, mais pas des quantités achetées
- La question demeure : est-ce que l'approche suivie par HQD afin de choisir les quantités est optimale ?
 - > Pour y répondre, il faut un indicateur qui intègre tant les quantités d'énergie achetées que leur prix

Un nouvel indicateur ACT - Contexte

- La taille de bâtonnet qui s'applique à une heure donnée n'est connue qu'à l'affectation finale des bâtonnets,
 - > qui a lieu après la fin de l'année
 - > Idem pour les dépassements et pour l'ÉPI
- L'électricité patrimoniale inutilisée d'une heure donnée ne peut être transférée à une autre heure
- Lorsqu'il y a de l'ÉPI pendant une heure avec achat, on doit conclure (*ex post*) que l'achat a contribué à l'ÉPI
 - > Le coût de cet achat peut être connu avec précision

Indicateur ACT - Illustration

- **Prévision pour heure X:**
 - > Demande de 32 000 MW; Bâtonnet de 31 800 MW
 - > → achat de 200 MW @ 65\$/MWh
- **Réel:**
 - > Demande de 32 000 MW; Bâtonnet de 31 900 MW
 - > achat de 200 MW @ 65\$/MWh
 - > Bâtonnet 100 MW plus grand que prévu
→ ÉPI de 100 MW
- **De l'achat de 200 MW ...**
 - > 100 MW a eu l'effet voulu d'éviter un dépassement
 - > 100 MW a involontairement contribué à l'ÉPI
- **Analyse économique**
 - > $100 \text{ MW} * 65\$/\text{MWh} = 6\,500 \$$
 - > Coût d'un achat équivalent de l'électricité patrimoniale
 $100 \text{ MW} * 28,90\$/\text{MWh} = 2\,890 \$$
 - > Perte liée à l'achat contribuant à l'ÉPI
 $6\,500 \$ - 2\,890 \$ = 3\,610 \$$



Indicateur ACT - méthode

- Pour chaque heure de l'année:
 - > Étape 1: identifier la quantité de dépassement ou d'ÉPI
 - > Étape 2: identifier le nombre de MW acheté pendant l'heure
 - > Étape 3: calculer les MW d'ACT qui contribuent à l'ÉPI
 - > Étape 4: calculer le coût unitaire moyen des ACT
 - > Étape 5: calculer le coût encouru en ACT contribuant à l'ÉPI
 - > Étape 6: Calculer la perte qui en découle, tenant compte du coût du coût évité de l'électricité patrimoniale
- Indicateur ACT = La somme des pertes horaires

Étape 1 – identifier la quantité d'ÉPI

- Sources de données – Relevé Entente-cadre
 - > Col. 9: Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur à titre patrimoniale
 - > Col. 10 : Volume d'électricité patrimoniale (bâtonnet affecté)
- Le Relevé Entente-cadre calcule déjà les dépassements
 - > (col. 9) *moins* (col. 10), lorsque positif
- On peut facilement calculer l'ÉPI horaire
 - (col. 10) *moins* (col. 9), lorsque positif

Relevé Entente-cadre

mois	jour	Heure	= Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale (MWh)	Volume d'électricité patrimoniale (bâtonnets affectés) (MWh)	Volume d'électricité mobilisée par le Distributeur en dépasement de	Électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI)
			9=7-8	10	11 (= 9 - 10), si positif	11 (= 10 - 9), si positif
1	1	1	27,193	27,289	0	96
1	1	2	27,113	27,214	0	101
1	1	3	26,848	26,943	0	95
1	1	4	26,813	26,911	0	98
1	1	5	27,250	27,326	0	76

Colonne grise ajoutée

Étape 2: identifier le nombre de MW achetés pendant l'heure

- Sources de données – Suivi détaillé des activités d'achat
 - > Données précises sur chaque achat
 - Sauf pour les achats profilés et les achats en bourse

LISTE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES PAR FOURNISSEUR

Fournisseur	Produit	Date début	Date fin	Date légale	MWh	Devise	Prix moyen (\$US/MWh)	Prix moyen (\$CAN/MWh)	Prix de référence (\$CAN/MWh)	Note
Ontario Power Generation	24 heures	2014/01/01	2014/01/03	2013/12/30	3,600	CAD	ND	85.00 \$	103.41 \$	(1)
Ontario Power Generation	24 heures	2014/01/01	2014/01/03	2013/12/30	17,928	CAD	ND	85.00 \$	103.41 \$	(1)
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	2014/01/01	2014/01/03	2013/12/30	7,200	CAD	ND	90.00 \$	103.41 \$	(1)
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	2014/01/01	2014/01/03	2013/12/30	3,600	CAD	ND	100.00 \$	103.41 \$	(1)
Hydro-Québec Production	24 heures	2014/01/01	2014/01/01	2013/12/30	1,900	USD	59.00 \$	64.56 \$	103.41 \$	(1)

Bourse	Produit	Date début	Date fin	Date légale	MWh	Devise	Prix moyen (\$US/MWh)	Prix moyen (\$CAN/MWh)	Note
NY ISO	DAM	2014/01/01	2014/01/01	2013/12/30	18,100	USD	56.90 \$	61.76 \$	
NY ISO	DAM	2014/01/01	2014/01/01	2013/12/30	2,280	USD	56.35 \$	61.16 \$	
NY ISO	DAM	2014/01/02	2014/01/02	2013/12/31	20,625	USD	141.78 \$	153.88 \$	
NY ISO	DAM	2014/01/02	2014/01/02	2013/12/31	2,277	USD	144.88 \$	157.25 \$	
NY ISO	DAM	2014/01/03	2014/01/03	2013/12/31	2,280	USD	170.21 \$	184.74 \$	

Étape 2: identifier le nombre de MW achetés pendant l'heure

- Ces données permettent de calculer pour chaque heure :
 - > Le nombre de MW (selon certaines hypothèses)
 - > Le coût unitaire
- Exercice complexe, parce que souvent plusieurs transactions en vigueur à la même heure

transaction		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
début		01/01/2014	01/01/2014	01/01/2014	01/01/2014	01/01/2014	01/01/2014	02/01/2014	02/01/2014	03/01/2014	03/01/2014
fin		03/01/2014	03/01/2014	03/01/2014	03/01/2014	01/01/2014	03/01/2014	02/01/2014	02/01/2014	03/01/2014	03/01/2014
fournisseur		OPG	OPG	TransAlta	TransAlta	HQP	Brookfield	HQP	HQP	HQP	HQP
produit		24 heures	pointe	24 heures	24 heures	24 heures	24 heures	24 heures	24 heures	24 heures	24 heures
puissance (MW)		50	249	100	50	79	131	167	88	59	33
prix (\$/MWh)		85	85	90	100	65	149	246	383	383	438
	total MW										
01/01/2014 0	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 1	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 2	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 3	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 4	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 5	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 6	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 7	410	50		100	50	79	131				
01/01/2014 8	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 9	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 10	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 11	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 12	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 13	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 14	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 15	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 16	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 17	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 18	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 19	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 20	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 21	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 22	659	50	249	100	50	79	131				
01/01/2014 23	410	50		100	50	79	131				
02/01/2014 0	410	50		100	50	79	131				
02/01/2014 1	585	50		100	50		131	167	88		
02/01/2014 2	585	50		100	50		131	167	88		
02/01/2014 3	585	50		100	50		131	167	88		
02/01/2014 4	585	50		100	50		131	167	88		

Étapes 3 et 4

- Étape 3: calculer les MW d'ACT qui contribuent à l'ÉPI (heure par heure)
 - > Le moindre entre l'ÉPI (Étape 1) et les ACT (Étape 2)
- Étape 4: calculer le coût unitaire moyen des ACT (heure par heure)
 - > Calculer les coûts horaires de chaque transaction, selon la même approche que l'Étape 2
 - > Coût unitaire horaire =
Total des coûts encourus pendant l'heure / total des MW achetés (Étape 2)

Étapes 5 et 6

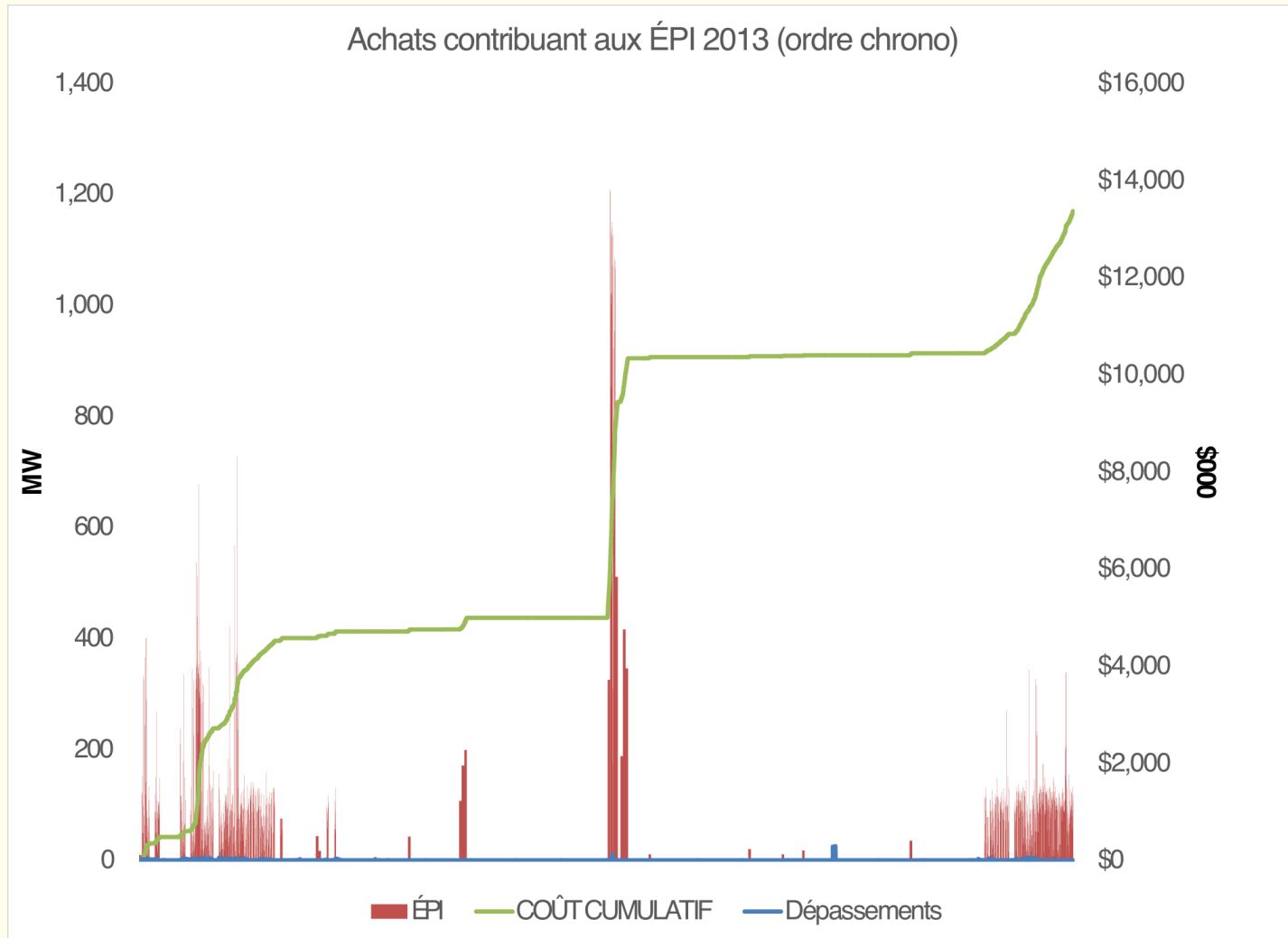
- **Étape 5: calculer le coût encouru en ACT contribuant à l'ÉPI**
 - > Multiplier les MW qui contribuent à l'ÉPI (Étape 3) par le coût unitaire des ACT (Étape 4)
- **Étape 6 : Calculer la perte découlant des ACT qui contribuent à l'ÉPI**
 - > Un ACT qui contribue à l'ÉPI permet d'éviter l'achat d'électricité patrimoniale
 - > Il faut donc enlever le coût évité de l'électricité patrimoniale du coût encouru en ACT contribuant à l'ÉPI (Étape 5)

Résultats clés

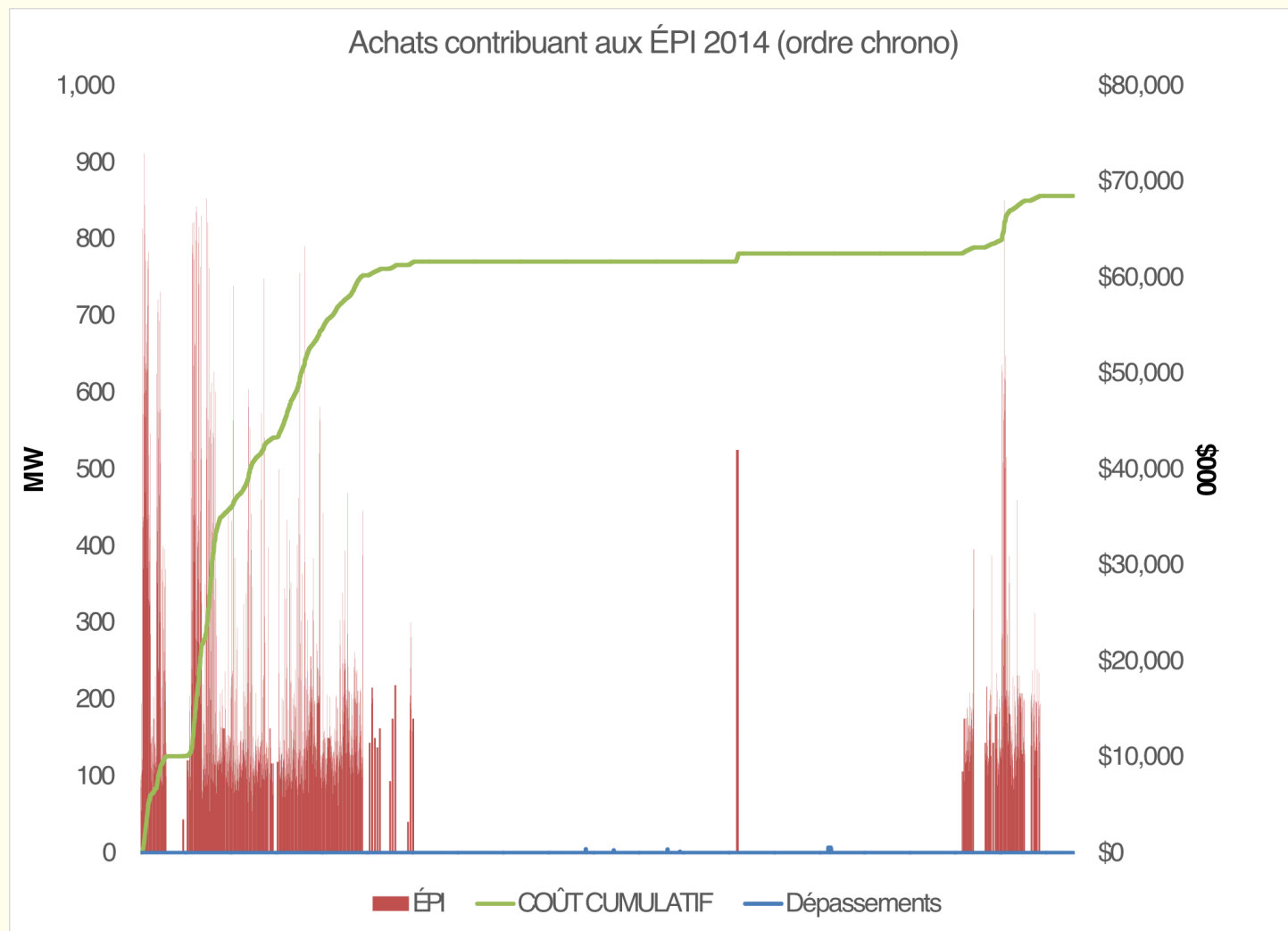
■ Trois résultats clés

- > Quantité (étape 3) et coût total (étape 4) des Achats contribuant à l'ÉPI
- > Proportion des ACT qui contribuent à l'ÉPI
 - Pendant les 300h de plus grande charge
 - Pendant l'année
- > Pertes totales encourues en raison des ACT contribuant à l'ÉPI

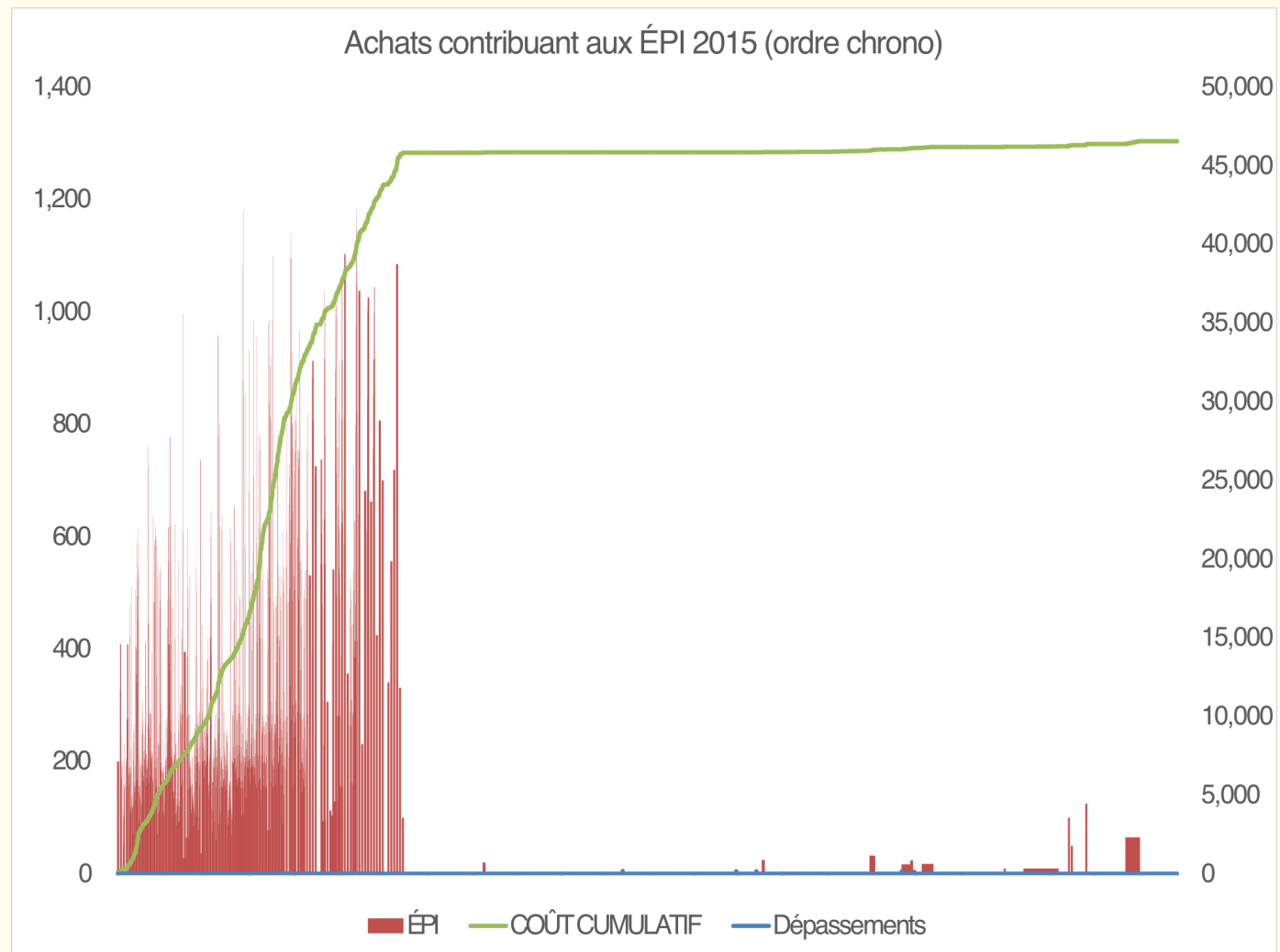
Achats contribuant à l'ÉPI - 2013



Achats contribuant à l'ÉPI - 2014

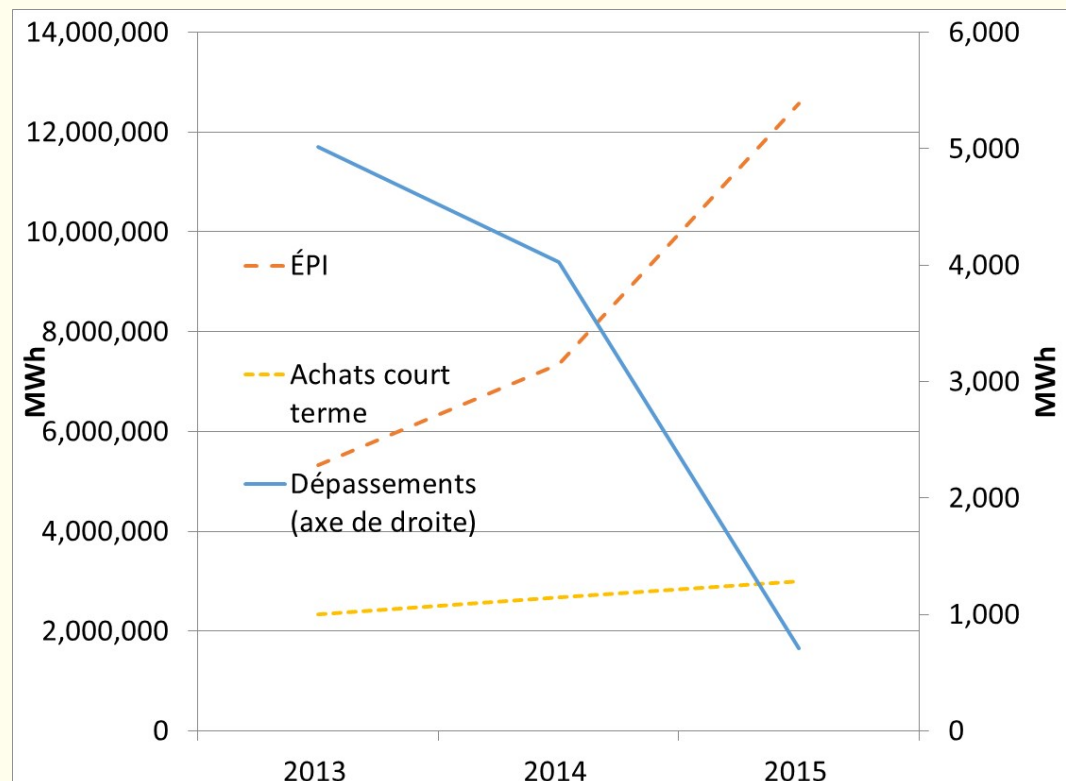


Achats contribuant à l'ÉPI - 2015



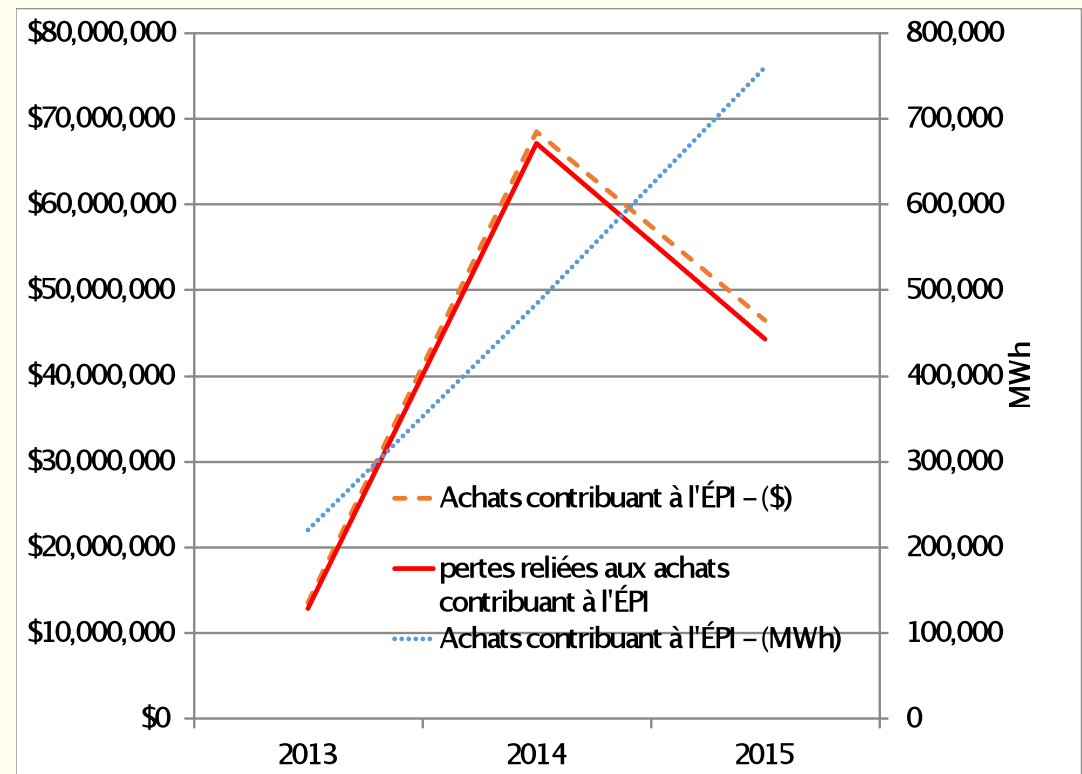
Résultats - Énergie

- Achats de court terme – croissance constante
- Dépassements – diminution importante
- ÉPI – augmentation importante



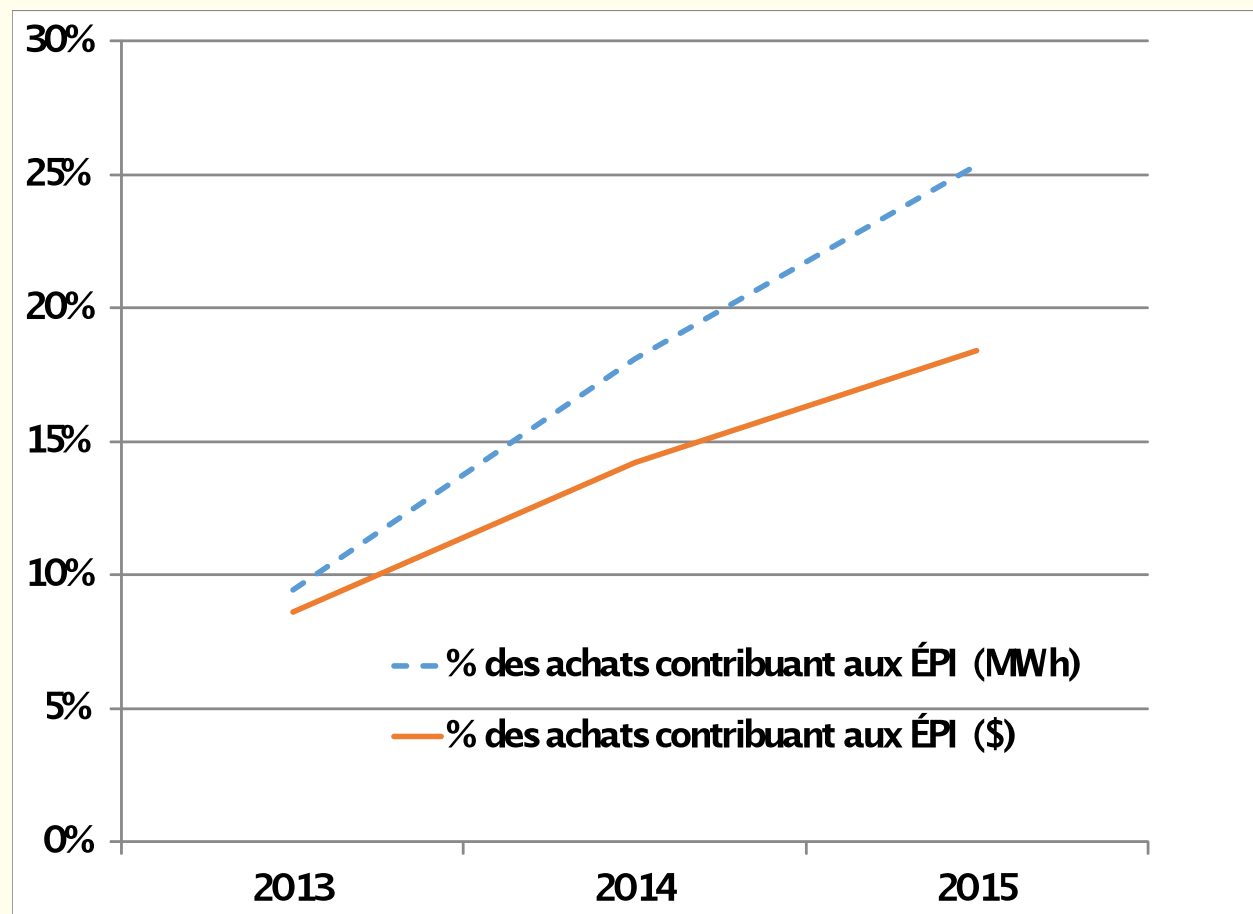
Résultats – achats contribuant à l'ÉPI et pertes liées

- En MWh
 - > Augmentation constante depuis 2013
- En \$
 - > Légère diminution en 2015



Résultats - % des Achats contribuant à l'ÉPI

- Un pourcentage croissant ...



Indicateur ACT - résultats

- Pertes reliées aux achats de court terme qui contribuent à l'électricité patrimoniale inutilisée
 - > 2013 : 12,8 M \$
 - > 2014 : 67,1 M \$
 - > 2015 : 44,4 M \$
- Note:
 - > Cette approche identifie les pertes reliées aux achats qui, avec du recul, étaient inutile
 - Ces décisions étant prises dans un contexte de grande incertitude, la perfection n'est pas atteignable
 - > Ne traite pas du prix payé pour des ACT qui ont servi à éviter des dépassements

Achats de court terme auprès d'HQP

- HQP joue un rôle unique dans l'opération du réseau électrique au Québec
- HQD fait un nombre important d'achats de court terme dont HQP est le seul soumissionnaire
 - > 80 % des achats auprès d'HQP en 2014
 - > Pourcentage inconnu dans les autres années
 - > Situation non prévue lors de la dispense de 2007
- Comment le prix d'une telle transaction devrait-il être fixé ?

Fixation de prix lorsque HQP est le seul soumissionnaire

■ Status quo

- > Prix offert par HQP est accepté si moins élevé que les estimations de prix auprès des bourses
- > Le prix offert par HQP semble refléter les prix comparatifs, mais légèrement moins élevé

Tableau 7. Transactions avec HQP, le 2 et 3 janvier 2014

	Fournisseur	Prix moyen (\$/MWh)	Prix comparatif (\$/MWh)
T0102909	HQP	225	246.20/252.83
T0102910	HQP	350	382.97
T0102913	HQP	350	382.97
T0102915	HQP	400	437.68

Contexte réglementaire

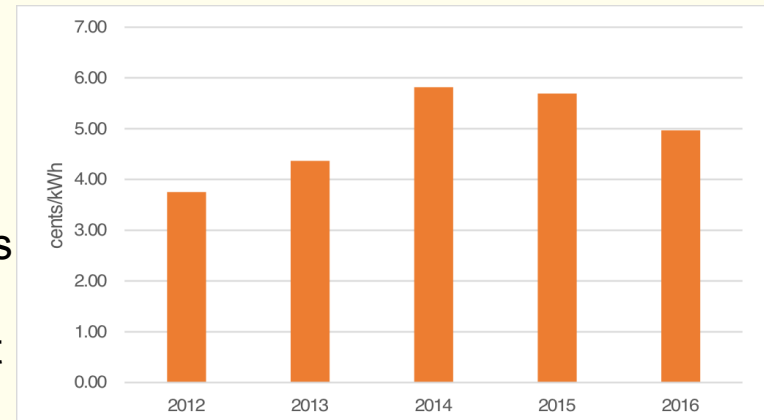
- Loi 116
 - > Obligation d'HQP de vendre aux consommateurs à un prix préférentiel se limite au contrat patrimonial
 - > Achats post patrimoniaux au « prix du marché »
- L'existence d'un « prix de marché » présume la présence d'un marché concurrentiel
 - Plusieurs participants
 - Sans possibilité d'exercice de *market power*
- La dispense accordée en 2007 est basée sur l'existence de conditions concurrentielles
- Lorsque HQD doit faire des achats pour lesquels HQP est le seul soumissionnaire, ces conditions n'existent plus

Coûts marginaux

- Dans un marché concurrentiel et liquide, les coûts marginaux de l'acheteur et du vendeur se ressemblent
- Coûts marginaux ...
 - > d'HQD
 - Le coût marginal d'HQD pendant les heures critiques est le prix des marchés avoisinants
 - > d'HQP
 - Si une vente à HQD pendant des heures critiques impliquait une réduction correspondante des ventes d'HQP vers les marchés avoisinants, ce serait aussi le coût marginal d'HQP, mais ce n'est pas le cas.
 - Les ventes d'HQP aux marchés avoisinants pendant les heures critiques sont limitées par les contraintes de transport, non pas par la quantité d'énergie disponible
 - Sa capacité de stockage lui permet de garder l'eau et vendre ultérieurement, lorsqu'il y a de la capacité de transport suffisante pour des ventes additionnelles
 - Comment donc estimer la valeur pour HQP d'un kWh additionnel?

Coûts marginaux

- Comment donc estimer les coûts marginaux d'HQP?
 - > La vente d'un kWh à HQD pendant les heures critiques prive HQP de quel revenu ?
 - > Selon les rapports annuels d'HQ, le revenu moyen des ventes hors Québec varie entre 4 et 6 ¢/kWh
 - > Étant donné qu'HQP vend parfois à des prix très élevés, cela implique qu'il vend aussi souvent à des prix très faibles
 - > En l'absence d'autres informations, ces chiffres fournissent une première estimation de la valeur pour HQP d'un kWh additionnel
- Grand écart entre les coûts marginaux d'HQD et d'HQP
- Cette asymétrie démontre qu'HQP détient du *market power* dans le marché de court terme au Québec



Comment fixer le prix lorsque HQP est le seul soumissionnaire ?

- Les ventes d'HQP à HQD au coût marginal d'HQD représentent, pour HQP, un *windfall profit*
 - > HQP ne peut pas vendre ce même kWh ailleurs à ce même prix
- En présence de *market power*, la vente d'électricité devrait se faire selon les coûts, et non selon un prix négocié
 - > Approche « *split savings* », qui partage le bénéfice de la transaction équitablement entre les deux parties (FERC)
- Faisant partie d'une même société, les prix de vente entre HQP et HQD existent seulement dans la mesure où la Régie reconnaît la dépense comme entrant dans les tarifs d'HQD
- **Recommandation:** 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 ultérieure.

Sommaire des recommandations

- Que la Régie réévalue la dispense pour les achats de court terme, étant donné les changements importants de circonstances
- Que l'Indicateur de prix de marché soit complété par un Indicateur de la performance de la stratégie d'approvisionnement de court terme
 - > À cette fin, que la Régie exige l'inclusion de certaines données additionnelles dans le Relevé de l'Entente cadre et dans son Rapport annuel
- 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
- Qu'HQD entame certaines analyses rétrospectives, telles qu'identifiées dans mon rapport