

Les coûts évités et la tarification dynamique

R-4057-2018
RÉGIE DE L'ÉNERGIE

RAPPORT D'EXPERT
DE PHILIP RAPHALS
POUR LE RNCREQ
17 DÉCEMBRE 2018

Les coûts évités

□ Mesure de la valeur de l'énergie et de la puissance à la marge

□ Rôle :

➤ À long terme

❖ Choix de ressources (planification)

○ Ressources du côté de l'offre (appels d'offres)

○ Ressources du côté de la demande (efficacité énergétique, gestion de la demande en puissance (GDP))

➤ À court terme

❖ Essentiel pour juger la valeur de gestes qui affectent les besoins en énergie sur certaines heures seulement

❖ De plus en plus important, avec les questions entourant l'intégration des ressources distribuées de production et de stockage

Les coûts évités d'énergie de court terme

❑ Approche du Distributeur

- Hiver: estimation du prix au marché de NY pour 1 kWh sur chaque heure de l'hiver
- Été: prix de l'électricité patrimoniale

❑ Approche basée sur plusieurs prémisses mal fondées

- Achats de court terme pendant toutes les heures d'hiver
- Prix sur les marchés externes restent stables pendant tout l'hiver
- Aucun achat de court terme hors hiver

❑ Défi : Trouver une autre approche qui se base sur les faits, plutôt que ces prémisses

Plan

- ❑ Les coûts évités en puissance
- ❑ Les coûts évités en énergie de court terme
- ❑ La tarification dynamique
- ❑ Les indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements
- ❑ Conclusions et recommandations

Les coûts évités en puissance

Les coûts évités en puissance

□ À long terme

- Valeur proposée: 112\$/kW-an, basée sur le prix de la soumission gagnante en A/O 2015-01
- Pertinence à l'égard des programmes GDP en délibéré au dossier R-4041-2018
 - ❖ Peut-on reconnaître une valeur à long terme au programme, même s'il y n'a aucun engagement à long terme de la part des clients?

□ Court terme

- Valeur proposée: 20\$/kW-hiver (\$ 2018, indexé à l'inflation)
 - ❖ De loin plus élevée que les prix récents (RFP)
 - ❖ Moins de 50 cents/kW-mois en 2017
- **Recommandation:**
 - ❖ **Exiger une prévision des prix futurs en puissance de court terme, avant de statuer sur le coût évité approprié.**

Les coûts évités en énergie de court terme

Les coûts évités en énergie de court terme

- Les achats de court terme
- Scénarios de référence
- Coûts évités horaires
- Facteurs de différenciation

Les coûts évités en énergie de court terme

□ Proposition du Distributeur

- Hiver: basé sur les prix de marché externe (prix à terme pour toutes les heures de l'hiver) (4,1 ¢/kWh)
- Été: prix de l'électricité patrimoniale (2,9 ¢/kWh)
- Année au complet : ~ 3,3 ¢/kWh

□ Toutefois, le Distributeur reconnaît que les prix sont plus élevés pendant les heures de pointe

- ⇒ Coûts évités basés sur les prix à terme ne sont pas applicables aux achats de court terme
- ⇒ Nouvelle approche requise (A-2017-01, para. 77)

Les coûts évités en énergie de court terme

□ Hopkins (expert du RNCREQ)

- “HQD’s marginal energy and capacity prices are nearly flat over all hours except around winter peaks.”

□ Christensen (expert d’HQD):

- “Hydro-Québec’s marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but about 300 hours, marginal costs are flat ... In remaining hours, in which imports from other jurisdictions are possible, marginal costs may vary ...”

Achats de court terme

□ Beaucoup de variabilité d'année en année

	2013	2014	2015	2016	2017
Achats court terme (MWh)	2,338,046	2,674,947	2,995,808	115,171	504,916
Achats court terme (\$)	\$ 156,838,970	\$ 481,939,878	\$ 252,468,143	\$9,703,549	\$48,712,702
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$67.1	\$180.2	\$84.3	\$84.3	\$96.5

- Achats qui varient entre 115 et 2 995 GWh/an
- Coûts d'achats qui varient entre 9,7 M \$ et 482 M \$
- Prix moyens qui varient entre 67 \$/MWh et 180 \$/MWh

Achats de court terme

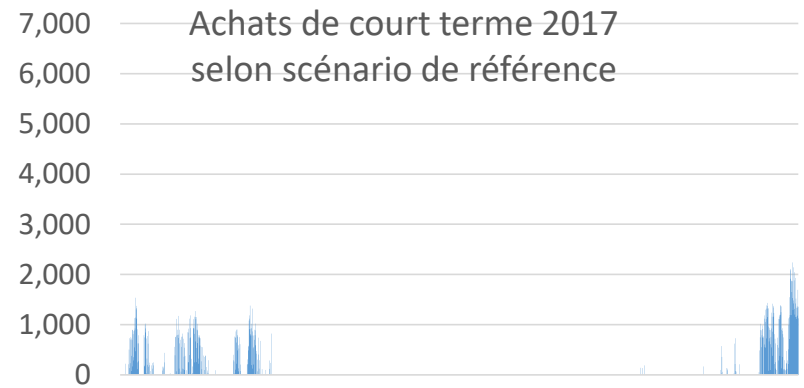
- ❑ HQD fait des achats de court terme en temps réel
 - Transactions bilatérales et en bourse
 - Délais de 75 minutes à 3 jours avant l'heure de livraison
- ❑ Achats fixés selon une procédure analytique complexe
 - Multiples scénarios climatiques
 - Prévisions du placement des bâtonnets à chaque heure
 - Objectifs :
 - ❖ Minimiser les dépassements (et les coûts d'achats?)
 - ❖ Maximiser l'utilisation du patrimonial
- ❑ Étant donné les multiples inconnus, les achats de court terme ne sont jamais optimaux
 - Trop acheté durant certaines heures ⇒ électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI)
 - Pas assez acheté durant d'autres heures ⇒ dépassements

Scénario de référence

- Développé par le Distributeur suite aux recommandations de la Régie
 - D-2018-025, Annexe 1
- Scénario de reference
 - Un scénario théorique où les achats auraient été optimisés, comme si faits avec une connaissance parfaite du futur
 - ❖ Pas de dépassements
 - ❖ Pas d'ÉPI en même heure que des achats

Données réelles vs scénario de référence (2017)

Achats de court terme de 2017



	8760h		300h		100h	
	Données réelles	Scénario de référence	Données réelles	Scénario de référence	Données réelles	Scénario de référence
Heures avec achats de court terme	416	1071	149	300	82	100
Achat moyen (MW)	1220	642	3049	1206	3337	1508
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	96,5	75,8	102,3	89,6	108,7	102,5

Sommaire 2013 – 2017 (scénarios de référence)

	2017	2016	2015	2014	2013
Heures avec achats de court terme	1 071	176	1 712	2 580	2 916
Achat moyen (MW)	642	288	1 356	924	724
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	75,8 \$	111,1 \$	77,1 \$	161,9 \$	62,7 \$

☐ Sur les 8 760 heures

- Entre 1 000 et 3 000 heures/an avec achats de court terme (sauf en 2016)
- Achat moyen entre 280 et 1 000 MW (sauf en 2015)
- Prix moyen entre 60 \$ et 165 \$/MWh

Sommaire 2013 – 2017 (scénarios de référence) – 300 heures

		2017	2016	2015	2014	2013
Nombre d'heures avec achats de court terme	8 760 h	1 071	176	1 712	2 580	2 916
	300 h	300	176	300	300	300
Achat moyen (MW)	8 760 h	642	288	1 356	924	724
	300 h	1 206	288	2 076	2 009	1 808
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	8 760 h	75,8 \$	111,1 \$	77,1 \$	161,9 \$	62,7 \$
	300 h	89,6 \$	111,1 \$	112,8 \$	325,3 \$	108,0 \$

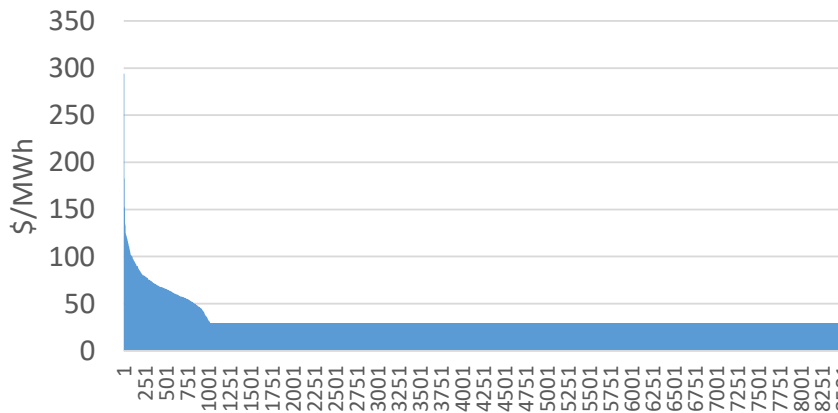
☐ Sur 300 heures (sauf en 2016)

- Achat moyen 2 à 3 fois plus élevé que pour l'année au complet
- Prix moyen pondéré de 50 % à 100 % plus élevé

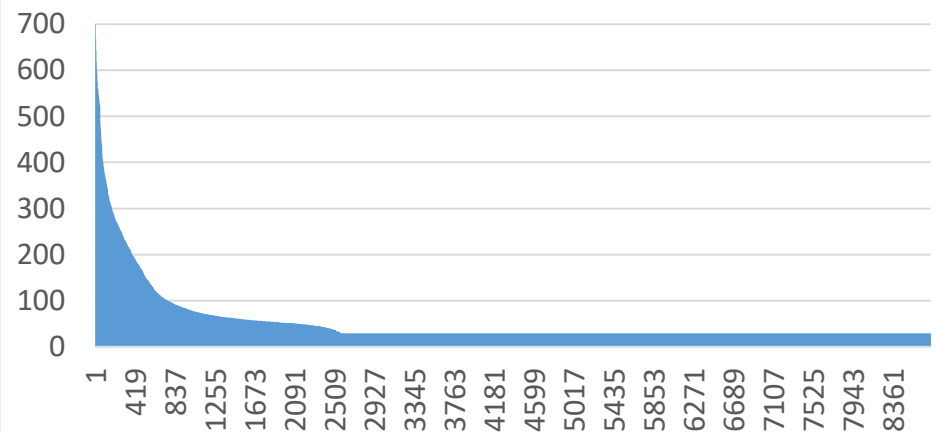
Les coûts évités horaires

- ❑ le coût réellement évité par une réduction de charge varie d'heure en heure
 - S'il y a un achat de court terme \Rightarrow le prix de l'achat
 - S'il n'y a pas d'achat de court terme \Rightarrow prix du patrimonial

Coûts évités horaires, scénario de référence (2017)



Coûts évités horaires, scénario de référence (2015)



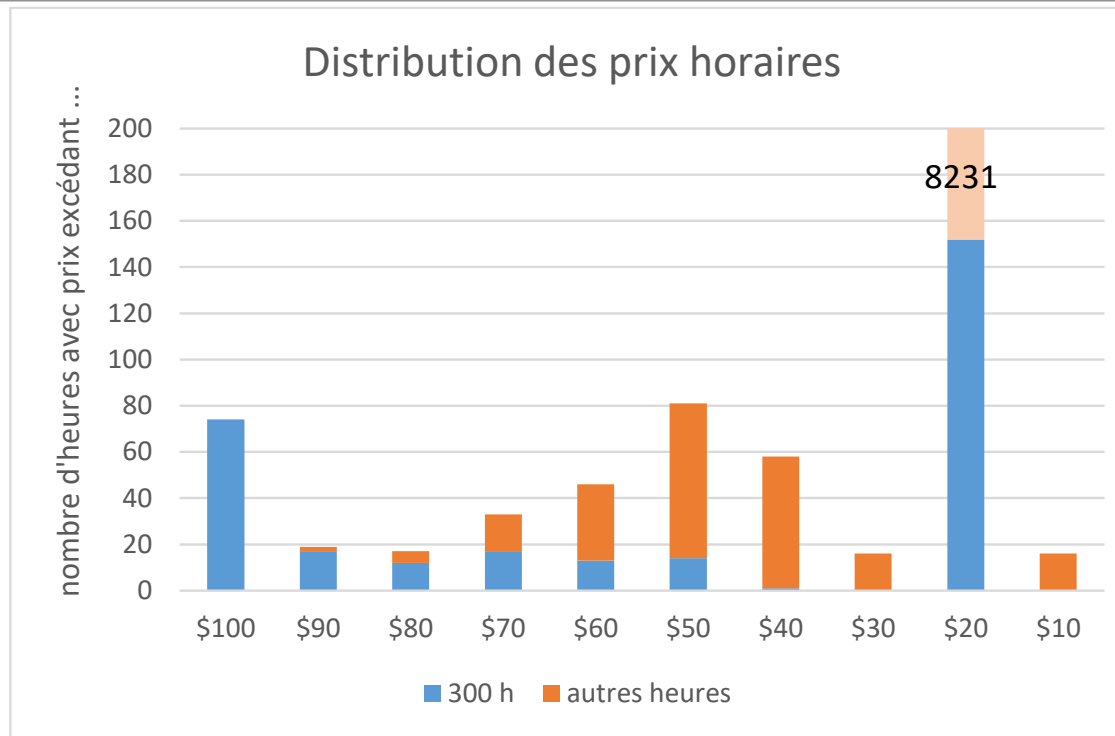
Facteurs de différenciation

☐ Quel facteur de différenciation permet mieux de distinguer les heures de haut et de bas prix?

Facteur de différenciation	2013		2014		2015		2016		2017						
	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	Coûts évités (\$/MWh)	ratio					
Annuel	\$36.4		\$53.9		\$37.0		\$30.4		\$34.1						
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$38.0	\$34.9	8.9%	\$54.8	\$53.1	3.2%	\$37.9	\$36.2	4.7%	\$31.2	\$29.9	4.3%	\$35.3	\$33.0	7.0%
Hiver/Hors hiver	\$47.9	\$30.6	56.5%	\$100.2	\$30.8	225.3%	\$52.1	\$29.6	76.0%	\$33.2	\$29.5	12.5%	\$42.9	\$32.5	32.0%
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$102.8	\$34.0	202.4%	\$315.2	\$44.7	605.1%	\$113.0	\$34.3	229.4%	\$65.8	\$29.5	123.1%	\$80.5	\$32.4	148.5%
Période de tarification dynamique (100h) /autres heures	\$138.8	\$35.2	294.3%	\$385.4	\$50.1	669.3%	\$143.8	\$35.8	301.7%	\$108.2	\$29.8	263.1%	\$106.4	\$33.2	220.5%

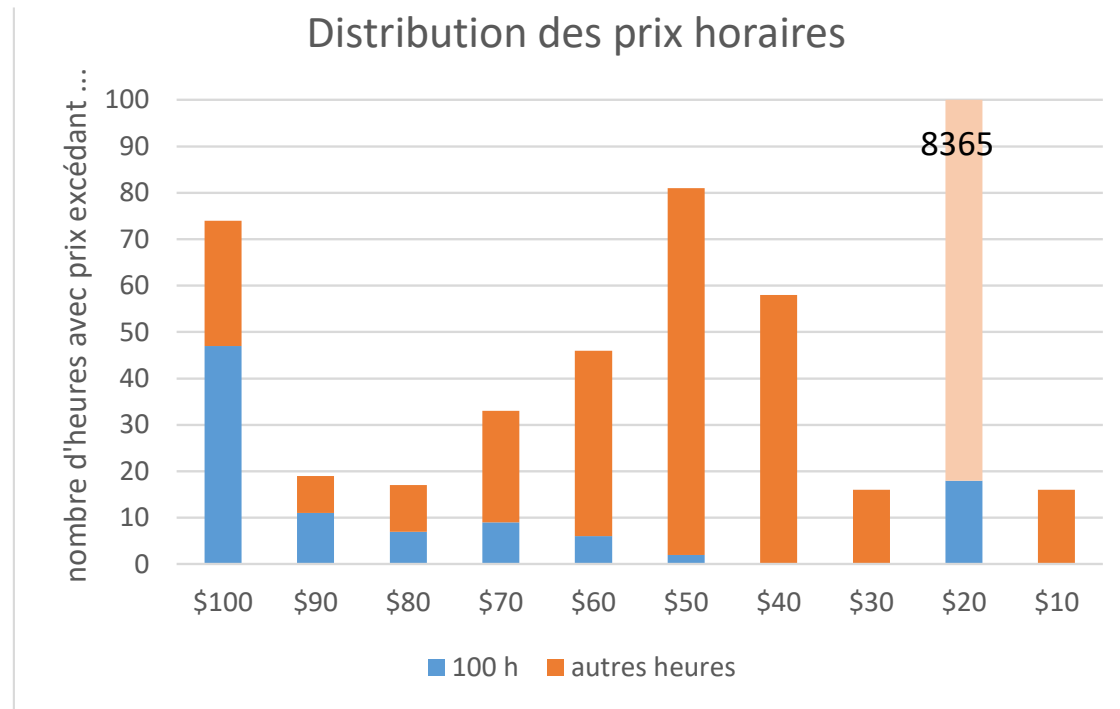
☐ C'est la différenciation selon la fine pointe qui reflète le mieux la réalité

Distribution de prix horaires (300h)



- Données réelles de 2017
- Presque toutes les heures ≥ 80 \$/MWh pendant les 300h
- Mais 50 % des 300h au prix du patrimonial

Distribution de prix horaires (100h)



- 55 % des 100 heures \geq 80 \$/MWh
- 80 % des 100 heures \geq 60 \$/MWh
- Seulement 18 % au prix du patrimonial

Conclusions

❑ Coût évité basé sur les moyennes sur 5 ans (2013 à 2017)

➤ Selon les 300h de plus grande charge

❖ Les 300h : 136,8 \$/MWh

❖ Les autres heures: 37,3 \$/MWh

➤ Selon les 100h de plus grande charge

❖ Les 100h : 175,5 \$/MWh

❖ Les autres heures: 39,2 \$/MWh

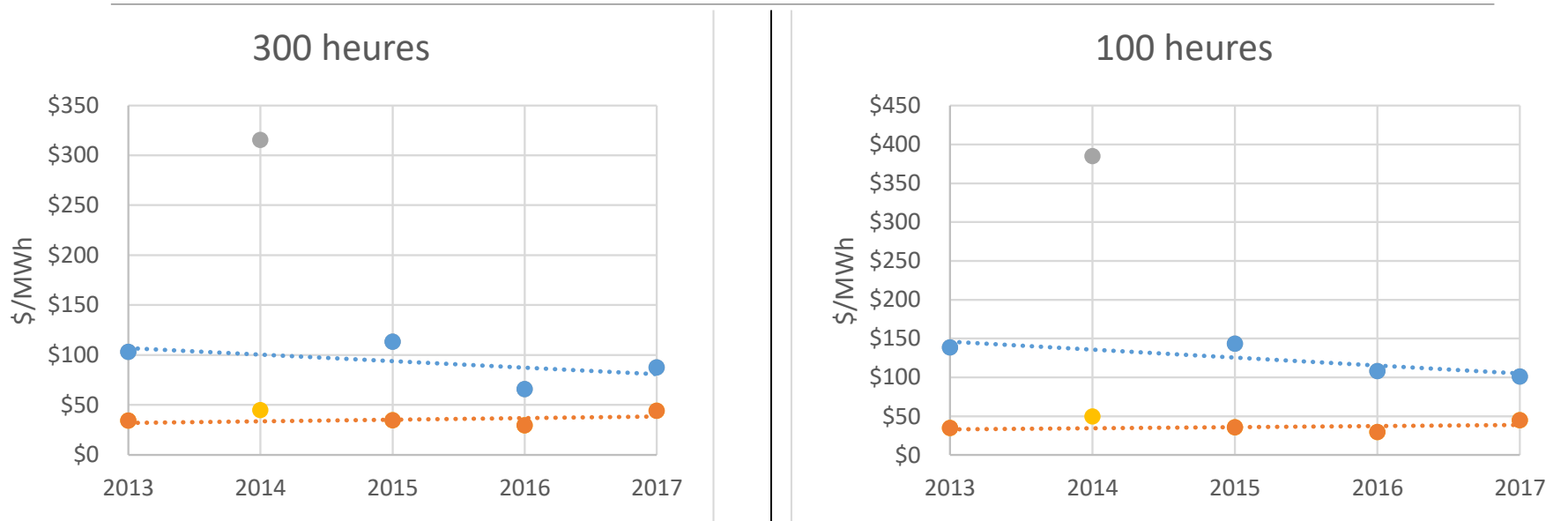
❑ Mais l'année 2014 était exceptionnelle

➤ En besoins énergétiques (climat) : 2 600 GWh d'achats de court terme

➤ En prix de marché : prix moyen de 180 \$/MWh sur toute l'année

❑ Doit-on l'exclure de l'analyse?

Conclusions (suite)



□ En excluant l'année 2014, les valeurs sont relativement stables :

- 123,0 \$/MWh sur les 100h
- 92,2 \$/MWh sur les 300h
- 35,5 \$/MWh sur les autres 8460 heures

Implications au-delà de ce dossier

- Reconnaître une méthode qui fixe un coût précis d'approvisionnement à chaque heure aura des bénéfices qui dépassent le présent dossier
 - Ressources distribuées de production et de stockage (p. ex. mesurage net) : permet de quantifier le bénéfice réel apporté par les clients
 - Programme de ventes additionnelles (p. ex. sur l'usage cryptographique associé aux chaînes de bloc) : permet de connaître les véritables coûts qui découlent de l'ajout des charges additionnelles
 - Presque l'équivalent à un prix de marché interne
 - ❖ Ouvre la porte éventuellement à des options tarifaires aux prix de marché ?

Recommandations

- adopter, pour les fins du présent dossier et à l'avenir :**
 - une structure de coûts évités en énergie de court terme composée d'un coût évité pour les 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), et un coût évité pour les autres heures;
- adopter, pour les fins du présent dossier :**
 - des coûts évités de 9,22 ¢/kWh pour les 300h, et de 3,55 ¢/kWh pour les autres heures;
- pour le prochain dossier tarifaire :**
 - inviter le Distributeur à réaliser ses propres analyses et à proposer, au besoin, des ajustements dans le mode de détermination et/ou des valeurs des coûts évités pour les 300h et les autres heures

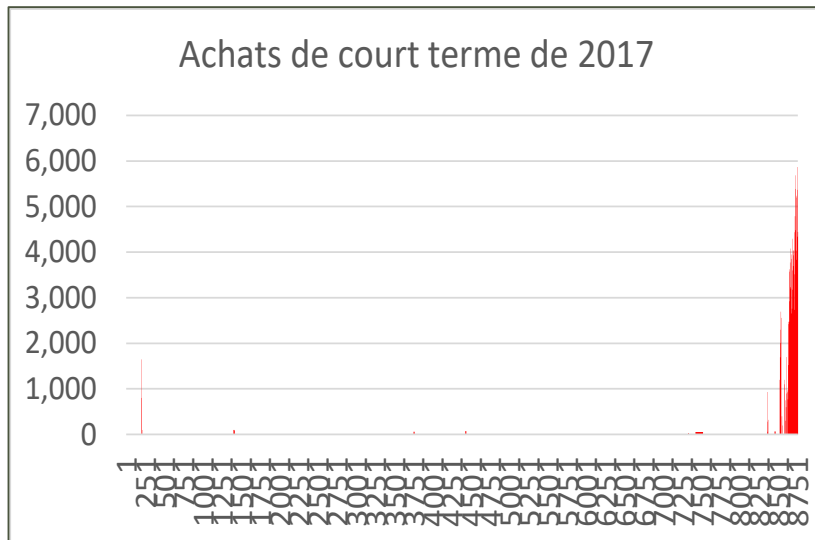
La tarification dynamique

Simulation sur 5 ans

□ Basée sur les données réelles

- Comme si, pour les années 2013 à 2017, HQD avait eu accès au programme de tarification dynamique comme un outil additionnel pour gérer les besoins d'achats sur les marchés de court terme

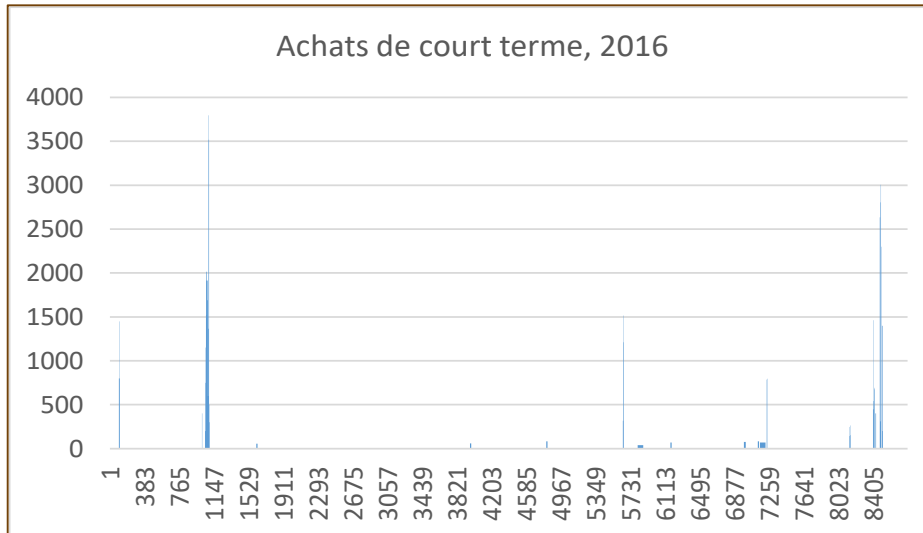
L'année 2017



	6h à 9h	16h à 20h
27 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
28 décembre	CPC	CPC
29 décembre	CPC	CPC
30 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
31 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC

- ❑ Presque aucun achat de court terme avant fin décembre
 - Donc pas de période critique, pas de CPC ni de TPC
- ❑ Dernière semaine de décembre
 - Plusieurs périodes critiques consécutives
 - Risque d'effritement dans la réponse

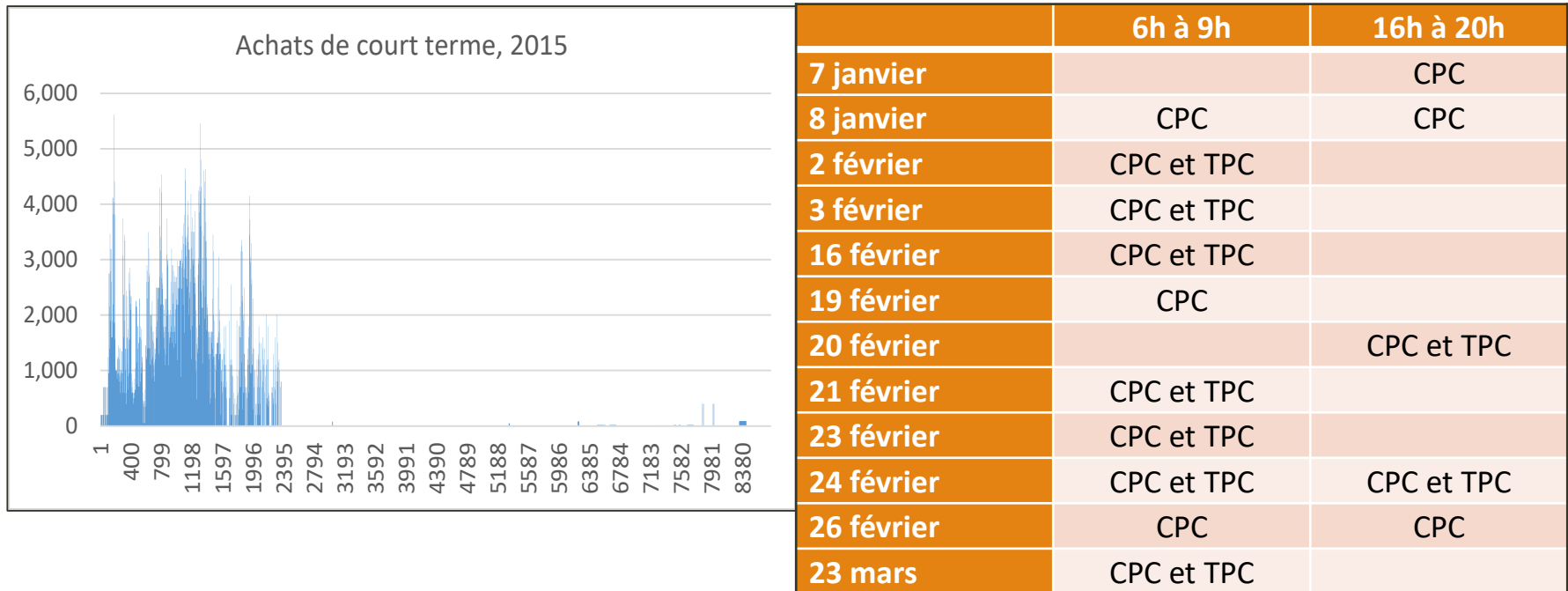
L'année 2016



	6h à 9h	16h à 20h
5 janvier	CPC et TPC	
12 février	CPC et TPC	
13 février		CPC
14 février	CPC	CPC
15 février	CPC et TPC	CPC et TPC
5 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
16 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
17 décembre	CPC	
19 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
20 décembre	CPC et TPC	

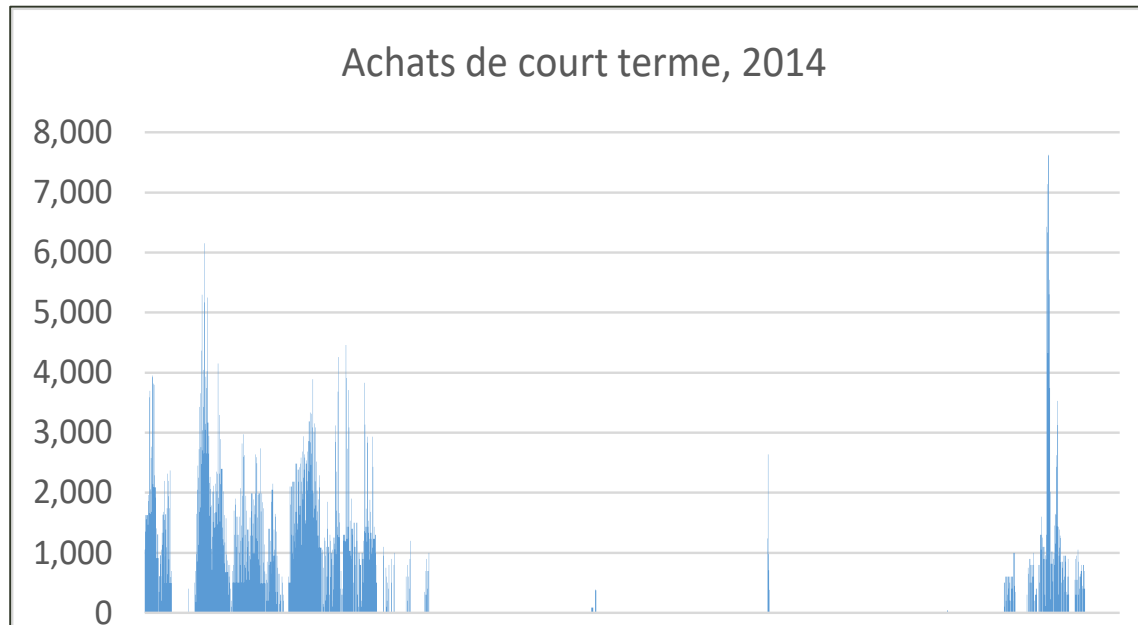
- ❑ Très peu d'achats de court terme
 - Périodes critiques seulement pendant quelques jours en février et décembre

L'année 2015



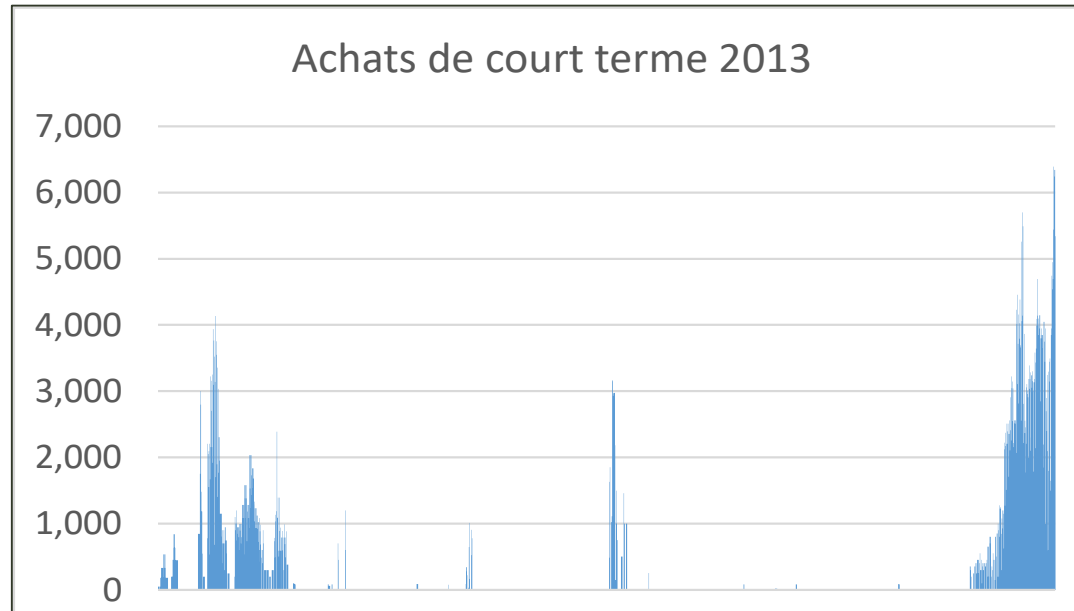
- ❑ Beaucoup d'achats de court terme
 - Presque en continuité en janvier et février, et aussi en mars
 - Tarification dynamique aurait été un outil important pour répondre aux périodes critiques

L'année 2014



- ❑ Beaucoup d'achats de court terme, pendant tous les mois d'hiver
 - Prix très élevés
 - Difficile de savoir à quels moments les périodes critiques auraient été déclenchées
 - Tarification dynamique aurait sans doute été un outil important pour y répondre

L'année 2013



- Achats de court terme en janvier et février, et encore plus en décembre
 - Difficile de savoir à quels moments les périodes critiques auraient été déclenchées
 - Tarification dynamique aurait sans doute été un outil important pour y répondre

Sommaire de la simulation

□ Des cinq ans ...

- trois ans avec beaucoup d'achats de court terme (2013, 2014 et 2015)
- deux ans avec très peu (2016 et 2017)

□ Pendant les années froides ...

- Difficile de simuler les moments précis où le Distributeur aurait déclenché des périodes critiques
- Aurait été un outil précieux afin ...
 - ❖ de répondre aux besoins
 - ❖ de réduire les coûts importants liés aux achats de court terme

□ Pendant les années plus clémentes ...

- Peu d'occasion d'utiliser les mesures de tarification dynamique
- Perte de revenu dans le cas du TPC ?

Sommaire

□ Coûts évités de puissance

- Coûts évités de court terme probablement très faible
- Application du coût évité de long terme?
 - ❖ Lien direct avec la résolution de R-4041-2018 (toujours en délibéré)
 - Peut-on reconnaître une valeur à long terme au programme, même s'il y n'a aucun engagement à long terme de la part des clients?
 - ❖ Même avec un *derating* de 50 %:
 - 54 \$/kW-hiver / 100h de CPC = 0,54\$/kWh

Sommaire

☐ Coûts évités d'énergie

- Dans la mesure où la consommation est effacée :
 - ❖ Coût évité de 123 \$/MWh pour les 100h = \$0,123 /kWh
 - ❖ S'ajoute aux coûts évités de la puissance
- Dans la mesure où la consommation est déplacée :
 - ❖ Bénéfice égal à l'écart entre le coût évité pendant la période critique et les périodes qui l'entourent
 - ❖ Bénéfice certain, mais pas étudié de façon systématique

Recommandation

□ En présumant:

- Que la Régie jugera que les coûts évités de puissance de long terme sont au moins partiellement applicables aux programmes de GDP,
- Qu'une partie des réductions sera constituée d'effacements plutôt que déplacements de la consommation, et
- Qu'un écart se confirme entre les coûts évités des périodes critiques et ceux des heures avant et après ...

Recommandation sur le CPC

□ Je recommande que la Régie :

- approuve la proposition du Distributeur de mettre en place un Crédit de pointe critique (CPC) ;
- demande au Distributeur de présenter un suivi de l'application des options de tarification dynamique lors du prochain dossier tarifaire, et d'y porter une attention particulière aux éléments suivants :
 - ❖ la proportion des réductions de charge dues à la tarification dynamique qui se traduit par un déplacement plutôt qu'un effacement de cette charge;
 - ❖ les écarts de prix d'achats de court terme entre les période critiques et les heures qui les précèdent;
 - ❖ le comportement des participants lorsque plusieurs périodes critiques se suivent; et
 - ❖ la mesure dans laquelle la tarification dynamique contribue au déplacement de la pointe, le cas échéant.

Recommandation sur le TPC

Je recommande que la Régie :

- approuve la proposition du Distributeur de mettre en place un Tarif de pointe critique (TPC) pour le présent dossier;
- demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une étude de la rentabilité de l'option TPC en fonction de différents scénarios de température et de nombre d'heures durant lesquelles l'option serait appelée.

Les indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements

- Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux
- Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale

Indicateur de prix de marché

- ❑ Le Distributeur commente, avec raison, l'inutilité de l'indicateur des Achats de long terme
- ❑ Modification de l'indicateur des Achats de court terme adopté en R-3980-2016
 - l'utilisation des prix du marché de la Nouvelle-Angleterre (NE) pour les achats de court terme lorsque les achats dépassent les 1100 MW
 - Basée sur la prémisse que les achats au-delà des 1100 MW disponibles à NY viendront surtout du marché NE
- ❑ Cette prémisse néglige le rôle d'HQP
 - Le fournisseur le plus important d'achats de court terme
 - ❖ 40% des achats en 2017, comparé à 10% du marché de NE
 - ❖ Aucune contrainte d'interconnexion

Indicateur de prix de marché

Fournisseur	GWh	\$ M CAD	% (GWh)	% (\$)	\$/MWh
Transactions bilatérales					
HQP	242.8	19.6	48%	40%	\$ 80.55
TransAlta	37.5	5.5	7%	11%	\$ 147.15
OPG	30.8	4.5	6%	9%	\$ 144.58
Soustrtotal	311.1	29.5	62%	61%	\$ 94.92
Bourses d'énergie					
IESO	57.5	2.8	11%	6%	\$ 47.91
NEISO	21.7	5.0	4%	10%	\$ 229.86
NYISO	114.7	11.4	23%	23%	\$ 99.74
Soustrtotal	193.9	19.2	38%	39%	\$ 98.93
TOTAL	505	48.7	100%	100%	\$ 96.46

Recommandation

Je recommande à la Régie :

- d'éliminer l'indicateur sur les achats de long terme;
- de revenir à l'indicateur de marché NY utilisé auparavant; et
- d'inclure dans chaque dossier tarifaire un tableau récapitulatif similaire à celui figurant à la diapositive précédente.

Indicateur de l'utilisation de l'électricité patrimoniale

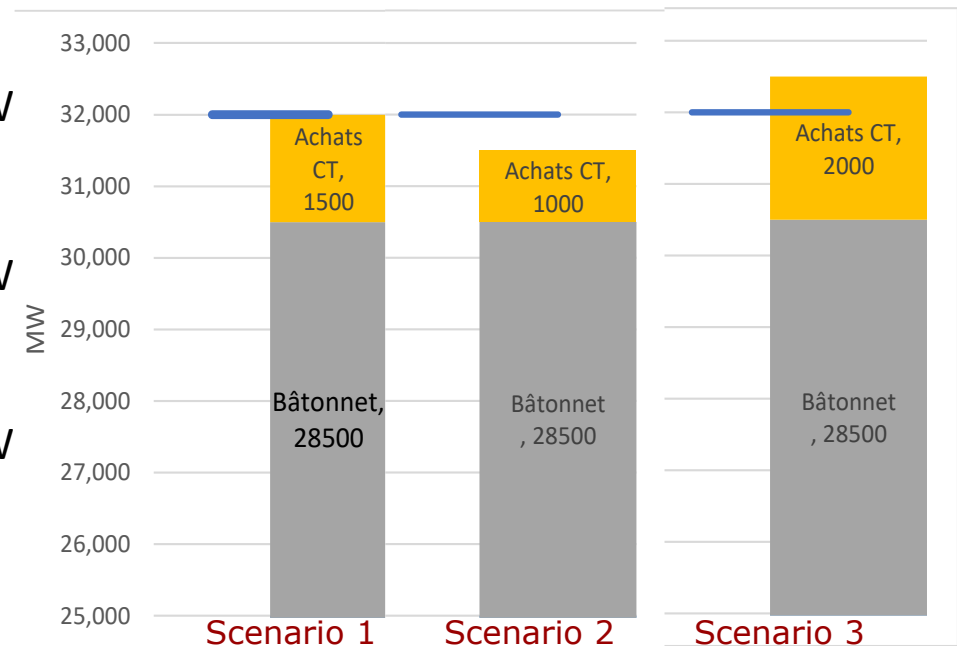
- ❑ Suite à une suggestion de la Régie, le Distributeur présente un indicateur qui compare les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) réelles avec celles selon les Scénarios de référence
 - Il le considère inutile et semble suggérer son abandon
- ❑ L'indicateur, tel que formulé, est en fait de peu d'utilité
 - Il devrait faire la comparaison en termes d'achats de court terme, plutôt qu'en termes de l'ÉPI
 - Il devrait comparer les volumes et coûts totaux des achats de court terme (a) réels, et (b) selon le Scénario de référence
- ❑ On peut faire mieux en comparant la quantité et les coûts des **achats de court terme inutiles**
 - Données réelles versus scénario de référence

Exemple

❑ Prémisse: une heure avec des besoins nets de 30 000 MW (ligne bleue) et une allocation d'électricité patrimoniale (bâtonnet) *a posteriori* de 28 500 MW (barre grise)

❑ Trois scénarios

- 1: Bâtonnet prévisionnel de 28 500 MW
 - ❖ Achats de 1 500 MW (barre jaune)
 - ❖ Aucun dépassement; pas d'ÉPI
- 2: Bâtonnet prévisionnel de 29 000 MW
 - ❖ Achats de 1 000 MW
 - ❖ Dépassement de 500 MW
- 3: Bâtonnet prévisionnel de 28 000 MW
 - ❖ Achats de 2 000 MW
 - ❖ Aucun dépassement
 - ❖ 500 MW d'ÉPI, causé par l'achat
⇒ « achat de court terme inutile »



❑ La quantité d'achats de court terme inutiles peut être calculé avec précision chaque heure

Historique

- Mes preuves antérieures ont démontré que, aux années 2013 à 2015, un pourcentage substantiel des achats de court terme étaient inutiles
 - En dépassant les besoins réels (connus *a posteriori*) et en contribuant ainsi à l'ÉPI

		2013	2014	2015	2016	2017
Dépassements	(1)	5,000	4,000	700	10	50,700
ÉPI (MWh)	(2)	4,668,200	6,682,100	11,919,000	11,613,500	11,184,400
Achats court terme (MWh)	(3)	2,338,046	2,674,947	2,995,808	115,171	504,916
Achats court terme (\$)	(4)	\$ 156,838,970	\$ 481,939,878	\$ 252,468,143	\$9,703,549	\$48,712,702
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	(5)	\$67.1	\$180.2	\$84.3	\$84.3	\$96.5
Achats contribuant à l'ÉPI (MWh) (estimés)	(6)	220,702	483,857	760,312	n/d	30,824
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	(7)	9.4%	18.1%	25.4%	n/d	6.1%

Note: Ces estimations d'achats contribuant à l'ÉPI n'ont pas été réévalué avec les données maintenant disponibles

- Il est évidemment impossible de réduire ces montants à zéro étant donné les importants aléas
- Il est quand même important de les connaître

Comment améliorer l'indicateur ?

- ❑ L'objectif : faire coïncider le plus possible les approvisionnements (patrimonial + achats) aux besoins, à chaque heure
 - Pas assez : **Dépassement**
 - Trop : **ÉPI causée par les achats de court terme excédentaires**
- ❑ Actuellement, on mesure les dépassements, mais pas l'ÉPI causée par les achats excédentaires
 - On mesure l'ÉPI, mais sans distinguer entre
 - ❖ l'ÉPI inévitable (besoins moins grands que le bâtonnet) et
 - ❖ l'ÉPI par mégarde (« ÉPI inutile »)
 - Achats plus grand que requis, selon le bâtonnet réellement appliqué

Comment améliorer l'indicateur ?

- Le Scénario de référence est précisément un scénario théorique où les achats de court terme sont au niveau idéal
 - Pas de dépassement, ni achat inutile
- L'écart entre le réel et le scénario de référence, en terme d'achats de court terme inutiles (volume et coût), donnerait une bonne indication de la performance sur l'année, en terme d'optimisation des achats

Recommandation

- Je recommande de remplacer l'indicateur sur le *Degré de l'utilisation de l'électricité patrimoniale* avec un indicateur qui mesure, pour chaque année:
 - Le volume (en GWh) et coût total (en M \$) des achats de court terme qui contribuent à l'ÉPI