

**Les modalités de tarification  
des Services de compensation  
des écarts de livraison et de réception**

**Rapport d'expert de Philip Raphals**

**pour le RNCREQ**

**R-4096-2019**

**Régie de l'énergie**

**le 11 novembre 2019**

## TABLE DE MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Mandat .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Contexte.....</b>	<b>1</b>
2.1	R-3401-98 et R-3549-2004.....	2
2.2	R-3669-08, phase 1 .....	2
2.2.1	<i>La proposition d'HQT.....</i>	2
2.2.2	<i>La décision D-2009-015.....</i>	4
2.3	R-3669-2008, phase 2 .....	5
2.3.1	<i>La proposition d'HQT.....</i>	5
2.3.2	<i>La décision D-2012-010.....</i>	9
<b>3</b>	<b>Le présent dossier .....</b>	<b>10</b>
3.1	Le tarif en vigueur .....	10
3.1.1	<i>Les calculs de prix incrémentiel et décrémental .....</i>	<i>10</i>
3.1.2	<i>Les tarifs .....</i>	<i>13</i>
3.2	La proposition d'HQP.....	14
3.2.1	<i>Le traitement des frais de transport et d'accès aux réseaux avoisinants.....</i>	<i>18</i>
3.2.2	<i>Le rajout des seuils.....</i>	<i>18</i>
<b>4</b>	<b>Exemples chiffrés .....</b>	<b>21</b>
4.1	Selon le tarif en vigueur.....	21
4.2	Selon le tarif proposé par HQP .....	25
4.3	Effets dissuasifs .....	29
<b>5</b>	<b>Discussion .....</b>	<b>31</b>
5.1	Le prix de référence .....	32
5.2	Le rôle d'HQP.....	36
5.3	Les ressources intermittentes et les déviations intentionnelles.....	38
<b>6</b>	<b>Recommandations.....</b>	<b>42</b>

## TABLE DE TABLEAUX

TABLEAU 1. TARIF D'ÉCARTS PROPOSÉ PAR HQT EN R-3669-2008, PHASE 1 .....	4
TABLEAU 2. TARIF D'ÉCARTS PROPOSÉ PAR HQT EN R-3669-2008, PHASE 2 .....	7
TABLEAU 3. STRUCTURE DÉTAILLÉ DU TARIF D'ÉCARTS EN VIGUEUR .....	10
TABLEAU 4. STRUCTURE DÉTAILLÉ DES PRIX INCRÉMENTIEL ET DÉCRÉMENTIEL EN VIGUEUR.....	13
TABLEAU 5 : STRUCTURE DÉTAILLÉ DES PRIX INCRÉMENTIEL ET DÉCRÉMENTIEL EN VIGUEUR.....	14
TABLEAU 6. STRUCTURE DÉTAILLÉ DES PRIX ET TARIFS, SELON LA PROPOSITION D'HQP.....	17
TABLEAU 7. PRIX DE MARCHÉ EXTERNES (TEMPS RÉEL), 18 MAI 2016 À 12H.....	21
TABLEAU 8. PRIX DÉCRÉMENTIEL (SELON TARIF EN VIGUEUR), LE 18 MAI 2016 À 12H.....	22
TABLEAU 9. TARIF DÉCRÉMENTIEL (SELON TARIF EN VIGUEUR), LE 18 MAI 2016 À 12H.....	23
TABLEAU 10. PRIX INCRÉMENTIEL (SELON TARIF EN VIGUEUR), LE 18 MAI 2016 À 12H.....	23
TABLEAU 11. TARIF INCRÉMENTIEL (SELON TARIF EN VIGUEUR), LE 18 MAI 2016 À 12H.....	23
TABLEAU 12. PRIX ET TARIF DÉCRÉMENTIEL, SELON LA PROPOSITION D'HQP (18 MAI 2016 À 12H) .....	26
TABLEAU 13. PRIX ET TARIF INCRÉMENTIEL, SELON LA PROPOSITION D'HQP (18 MAI 2016 À 12H) .....	26
TABLEAU 14. COMPENSATION UNITAIRE MOYENNE POUR ÉCARTS POSITIFS (MAI 2016).....	27
TABLEAU 15. PRIX DE VENTE DISPONIBLE AUX MARCHÉS EXTERNES, LE 18 MAI 2016 À 12H (SELON HQP) .....	30

## TABLE DE GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 1. PRIX INCRÉMENTIELS ET DÉCRÉMENTIELS, SELON LE TARIF EN VIGUEUR (MAI 2016) .....	25
GRAPHIQUE 2. PRIX INCRÉMENTIELS ET DÉCRÉMENTIELS, SELON LA PROPOSITION D'HQP (MAI 2016) .....	28
GRAPHIQUE 3. PRIX NE SANS AJUSTEMENT DE TRANSPORT VS TARIF DÉCRÉMENTIEL (3 <sup>E</sup> TRANCHE) (MAI 2016) ...	31
GRAPHIQUE 4. NORTH AMERICAN LMP MARKETS IN EARLY 2017.....	35

## 1 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé d'analyser la proposition d'HQP pour modifier les Annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (ci-après « *Tarifs et conditions* »), tels que présentés dans la preuve du Transporteur, le tout en conformité avec la décision D-2019-118 de la Régie<sup>1</sup>.

Je reconnais mon devoir de fournir ce témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

## 2 Contexte

Au présent dossier, le Transporteur présente une proposition d'HQP afin de modifier les modalités d'application des services de compensation d'écarts de réception et de livraison (ci-après « Services »), qui sont établies aux Annexes 4 et 5 de ses *Tarifs et conditions*. Quoique les deux services soient de nature similaire et soient tous les deux requis pour se conformer au modèle *pro forma* de la FERC, dont les *Tarifs et conditions* sont inspirés, le service d'écart de livraison (Annexe 5) n'a en fait aucune application au Québec. C'est donc uniquement l'Annexe 4 (service d'écart de réception) qui nous concerne.

Les Annexes 4 et 5 (ci-après « Annexes ») ont été modifiées en profondeur à l'occasion du dossier R-3669-2008. Ce dossier se déroulait en deux phases, lors desquelles les Annexes ont fait l'objet de débats approfondis auxquels j'ai participé par la présentation de témoignages experts. Dans la décision au fond sur la première phase, D-2009-015<sup>2</sup>, la Régie a fixé certains principes applicables aux tarifs, mais leurs libellés n'ont pas été modifiés en conséquence. La décision au fond sur la deuxième phase, D-2012-010<sup>3</sup>, a mené à une modification importante de ces libellés, adoptés dans leur forme finale dans la décision D-2012-069<sup>4</sup>.

Cette version de l'Annexe 4 demeure toujours en vigueur. À ma connaissance, la proposition du présent dossier représente le premier débat réglementaire sur ce texte depuis. Afin de bien situer

---

<sup>1</sup> R-4096-2019, [D-2019-118](#), « Décision procédurale ».

<sup>2</sup> R-3669-2008, phase 1, [D-2009-015](#), « Décision partielle, Phase 1 ».

<sup>3</sup> R-3669-2008, phase 2, [D-2012-010](#), « Décision relative aux modifications du texte des Tarifs et conditions ».

<sup>4</sup> R-3669-2008, phase 2, [D-2012-069](#); Pour la version finale des tarifs approuvés, voir [B-261, HQT-3, doc. 1](#).

ce débat, il est utile de rappeler les propositions examinées lors du dossier R-3669-2008 et les raisonnements avancés à leur appui, ainsi que les énoncés pertinents des décisions de la Régie.

## 2.1 R-3401-98 et R-3549-2004

Dans le premier dossier tarifaire d'HQT, la Régie fixait les prix suivants pour les écarts de livraison : 10,41 cents/kWh pour l'énergie fournie par HQT ; 1,28 cents/kWh pour l'énergie reçue par HQT<sup>5</sup>. Puis, dans le dossier R-3549-2004, la Régie accueillait partiellement la demande du Transporteur et fixait le tarif des services de compensation d'écart de livraison et de réception à 7,5 ¢/kWh, majoré de 50 % pour l'énergie fournie (11,25¢/kWh) et diminué de 50% pour l'énergie reçue (3,75¢/kWh).<sup>6</sup> Ces prix étaient toujours en vigueur au moment de l'étude du dossier R-3669-2008.

## 2.2 R-3669-08, phase 1

### 2.2.1 La proposition d'HQT

La proposition d'HQT de modifier les Annexes 4 et 5 de ses *Tarifs et conditions* dans la première phase du dossier R-3669-2008 faisait partie d'un ensemble de modifications proposées aux *Tarifs et conditions* afin d'assurer leur conformité au nouveau tarif *pro forma* de la FERC, suite aux Ordonnances 890 et 890-A<sup>7</sup> (ci-après « Ordonnances »). Ces Ordonnances ont modifié en profondeur les annexes du tarif *pro forma* correspondant aux Annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions*, fixant des bandes correspondant à des écarts de  $\pm 0$  à 1,5 %, de  $\pm 1,5$  à 7,5 %, et de  $\pm 7,5\%$  et plus par rapport à la capacité programmée. Le tarif pour chaque bande était fixé en fonction du *coût incrémentiel* et du *coût décrémental*, ainsi définis dans les annexes *pro forma* OATT de la FERC<sup>8</sup>, conformément aux Ordonnances :

---

<sup>5</sup> R-3401-98, [HQD 11, Doc. 2](#)

<sup>6</sup> Le Transporteur avait proposé un tarif établi à partir d'un prix d'énergie de 7,5 ¢/kWh majoré de 50 %, et un crédit établi à partir du coût moyen de l'énergie de 2,79 ¢/kWh diminué de 50 %. R-3549-2004, [D-2006-66](#), p. 33

<sup>7</sup> *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 FR 12,266 (March 15, 2007); *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890-A, 121 FERC 61,297 (December 28, 2007). Ces Ordonnances étaient l'aboutissement d'une grande réflexion initiée par la FERC en 2005 afin d'évaluer à quel point l'ouverture de l'accès aux réseaux de transport fait par l'Ordonnance 888 (ainsi que les Ords. 888-A à -D) avait réussi à atteindre ses objectifs et à y apporter des correctifs, le cas échéant.

<sup>8</sup> FERC, Pro forma Tariff, Order 890-A, Original Sheet No. 146. Dans l'Ordonnance 890-B, le "i.e." a été remplacé par "e.g."

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched for any purpose, i.e., to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, correct imbalances, or make off-system sales, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

Cette définition sous-entend que les coûts des Services sont fixés en fonction des coûts réellement encourus pour les fournir.

Dans les deux phases du dossier R-3669-2008, la proposition d'HQT a semblé suivre les indications de la FERC en présentant trois bandes, avec des pénalités allant de zéro à 25 % par rapport aux coûts réellement causés par l'écart. Toutefois, HQT s'éloignait de la logique retenue par la FERC en fixant un coût décrémental de 3,75¢/kWh et un coût incrémentiel de 11,25 ¢/kWh. Dans mon rapport d'expert sur la phase 1 du dossier, j'observais que cette façon arbitraire et punitive de fixer ces coûts créait précisément le type de régime excessivement punitif et potentiellement discriminatoire que la FERC souhaitait prohiber :

« La logique qui sous-tend l'approche retenue par la FERC est de fixer les coûts de ces services en fonction des coûts réellement encourus pour les fournir. L'aspect punitif ou dissuasif est bien dosé : il est inexistant pour les écarts à l'intérieur d'une bande de  $\pm 1,5\%$ , est limité à 10 % des coûts réels pour les écarts entre 1,5 % et 7,5 %, et s'élève à 25 % pour les écarts de 7,5 % et plus — sauf pour les énergies intermittentes, qui sont exemptées de ce dernier taux punitif.

Le choix du Transporteur de fixer les coûts incrémentiel et décrémental d'une façon arbitraire et punitive trahit profondément la logique retenue par la FERC. La nouvelle formulation proposée par le Transporteur devient, dans les faits, encore plus punitive que celle qu'elle remplace. En effet, les tarifs sont fixés à  $\pm 10\%$  ou à  $\pm 25\%$  par rapport aux coûts incrémentiel ou décrémental, lesquels comportent déjà, ... une pénalité de 50 % par rapport au coût présumé de l'énergie. Ainsi, pour les écarts au-delà de  $\pm 7,5\%$  de la puissance programmée, le tarif proposé par le Transporteur est de 14,06 ¢/kWh, tandis que le prix payé pour l'énergie livrée au-delà des quantités programmées est de seulement 3 ¢/kWh.

...

Dans ce contexte, prétendre que le tarif dissuasif de 11,25 ¢/kWh constitue un « coût incrémentiel » et le prix dissuasif de 3,75 ¢/kWh un « coût décrémental », comme le

fait la proposition du Transporteur, représente une déformation inacceptable de ces notions économiques »<sup>9</sup>.

En phase 1 du dossier R-3669-2008, j'ai résumé les tarifs proposés dans le tableau suivant,<sup>10</sup> qui démontre clairement que, en réalité, la proposition d'HQT augmentait l'aspect punitif qui était déjà important dans les tarifs en vigueur.

**Tableau 1. Tarif d'écarts proposé par HQT en R-3669-2008, phase 1**

Écart	tarifs en vigueur, pour énergie (¢/kWh)		tarifs proposés, pour énergie (¢/kWh)	
	fourni par HQT	fourni à HQT	fourni par HQT	fourni à HQT
< 1,5%	11,25	3,75	11,25	3,75
de 1,5 % à 7.5%			12,38	3,38
> 7.5%			14,06	2,81

## 2.2.2 La décision D-2009-015

Dans sa décision partielle sur la phase 1 du dossier R-3669-2008, la Régie a reconnu l'aspect excessivement punitif de la proposition d'HQT et a formulé la conclusion suivante quant à la tarification des services :

Dans le présent dossier, la Régie est d'avis que la proposition du Transporteur d'utiliser un prix de 11,25 ¢/kWh ou 3,75 ¢/kWh, selon le cas, au premier palier du service de compensation d'écart, majoré ou diminué de 10 % au deuxième palier et de 25 % au troisième palier, comporte une double pénalité, puisque le premier palier contient déjà une composante dissuasive.

Bien que sensible à la préoccupation du Transporteur d'offrir un service comparable à celui prévu par la FERC dans les ordonnances 890 et 890A, la Régie doit s'assurer, tout en respectant les particularités du marché québécois, que l'effet dissuasif de cette proposition n'est pas indu ni excessif, tout en maintenant un traitement équitable, à la fois pour le fournisseur du service et pour le client qui y est assujéti.

Quant à la détermination du prix du premier palier, la Régie partage l'avis d'EBMI à l'effet qu'un prix fixe comme celui proposé par le Transporteur peut créer des opportunités d'arbitrage en achat ou vente, selon les prix réels du marché.

<sup>9</sup> R-3669-2008, phase 1, [C-3-12](#), « La tarification des Services de compensation des écarts de livraison et de réception », p. 16.

<sup>10</sup> *Id.*, p. 14.

La Régie croit que cela pourrait inciter à un comportement contraire à celui recherché. La Régie considère que l'utilisation d'un prix de marché satisfait l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée [sic] des coûts de transport<sup>11</sup>. (nos soulignés et caractères gras)

Ainsi, la Régie a opté pour un prix de référence qui n'est pas en soi dissuasif, mais qui est plutôt basé sur les prix horaires des marchés limitrophes, en affirmant que cette approche offre une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

## 2.3 R-3669-2008, phase 2

### 2.3.1 La proposition d'HQT

Dans la phase 2 du même dossier, le Transporteur proposait de remplacer les coûts incrémentiel / décrémental, fixés selon sa proposition en phase 1 à 11,25 et 3,75 ¢/kWh respectivement, par les prix indiqués dans l'offre formulée par HQP le 29 mai 2009 et présentée par HQT au soutien de sa preuve en phase 2<sup>12</sup>. Ces prix se résumaient comme suit :

- A. Prix à facturer pour l'énergie fournie par HQP
  - a. Tranche inférieure ou égale à 1,5% de la quantité programmée ou 2 MW (valeur la plus élevée) : **le plus élevé entre :**
    - i. le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée (ajusté<sup>13</sup>)
    - ii. le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée (ajusté)
    - iii. le prix de l'Ontario pour l'heure visée (ajusté)
  - b. Tranche supérieure à 1,5% de la quantité programmée ou 2 MW (valeur la plus élevée) : le plus élevé entre les trois prix mentionnés et **100\$CA.**
- B. Prix à payer pour l'énergie achetée par HQP
  - a. Tranche inférieure ou égale à 1,5% de la quantité programmée (ou 2 MW, selon la valeur la plus élevée) : **le moins élevé entre :**
    - i. le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée (ajusté)

<sup>11</sup> *Id.*, p. 110-111.

<sup>12</sup> R-2669-2008, phase 2, [HQT-9, doc. 4.](#)

<sup>13</sup> Ces ajustements seront examinés en détail dans les prochaines sections.



- ii. le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée (ajusté)
- iii. le prix de l'Ontario pour l'heure visée (ajusté)
- b. Tranche entre 1,5% et 7,5% de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée) : **le moins élevé entre** les trois prix mentionnés et **25\$CA**.
- c. Tranche > 7,5% de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée) : **0\$CA**.

Au-delà de ces prix de référence, HQT proposait les mêmes pénalités empruntées de la FERC, soit de  $\pm 10\%$  pour les écarts d'entre 1,5 et 7,5%, et de  $\pm 25\%$  pour les écarts de plus de 7,5% (sauf pour les énergies intermittentes, qui en seraient exemptés).

Malgré la décision D-2009-015, la formule proposée par le Transporteur comportait une double pénalité, soit celle implicite dans l'offre d'HQP et celle imposée explicitement par le Transporteur<sup>14</sup>.

En effet, mon rapport d'expert sur la phase 2 soulignait qu'au-delà des prix *real time* faisant partie des formules proposées, cette proposition comportait également des seuils pour les prix de vente par HQP (limites inférieures) ainsi que pour ses prix d'achat (limites supérieures). Ainsi, pour l'énergie fournie par HQP pour la tranche supérieure à 1,5 % de la quantité programmée (ou supérieure à 2 MW), le prix minimal était de 100\$/MWh. Pour l'énergie achetée par HQP pour cette même tranche, le prix maximal (ou prix plafond) était de 25 \$/MWh. Par ailleurs, pour l'énergie reçue par HQP suite à des écarts de 7,5% ou plus de la quantité programmée (ou 10 MW, selon la valeur la plus élevée), aucun paiement n'était prévu.

À ces pénalités implicites dans l'offre d'HQP, s'ajoutaient toujours celles du Transporteur, inspirées par l'Ord. 890 ( $\pm 10\%$  pour la tranche entre 1,5 et 7,5%;  $\pm 25\%$  pour la tranche au-delà de 7,5%). Mises ensemble, ces deux classes de pénalités donnaient les résultats suivants, toujours selon les propositions d'HQT :

---

<sup>14</sup> R-3669-2008, [C-3-58](#), « La modification des Tarifs et conditions en fonction de l'Ordonnance 890 ; Témoignage expert de Philip Raphals pour le RNCREQ et UC ».

**Tableau 2. Tarif d'écarts proposé par HQT en R-3669-2008, phase 2**

Écart	R-3549-2004		R-3669-08, phase 1		R-3669-08, phase 2			
	fourni par HQT	fourni à HQT	fourni par HQT	fourni à HQT	prix inc/déc		tarifs proposés†	
< 1,5%			11,25	3,75	temps réel		temps réel	
de 1,5 % à 7.5%	11,25	3,75	12,38	3,38	10,00*	2,50**	11,00*††	2,25**
> 7.5%			14,06	2,81	10,00*	0,00	12,50*††	0,00

Notes :

\* Ou plus, si le prix en temps réel (ajusté) le plus élevé était supérieur à 100 \$ le MWh.

\*\* Ou moins, si le prix en temps réel (ajusté) le moins élevé était inférieur à 25 \$ le MWh.

† Sans tenir compte des frais de transport ou d'accès aux marchés.

†† Corrigé à la réponse 2.1 du RNCREQ à la DDR de la Régie (R-3669-2008, Phase 2, C-3-42).

*Les deux dernières notes ne figuraient pas dans la version du tableau produite dans le dossier R-3669-2008 mais ont été ajoutés pour les fins du présent dossier.*

Le terme « temps réel » fait référence au prix « ajusté » le plus élevé des trois marchés (pour le coût incrémentiel), ou au prix « ajusté » le moins élevé d'entre eux (pour le coût décrémental).

De ce tableau, on constate que, sauf à l'intérieur de la première tranche (la « bande morte »), les tarifs proposés étaient encore plus punitifs que les tarifs en vigueur, quoiqu'en général légèrement moins punitifs que ceux proposés à la phase 1.

Pour cette raison, dans mon rapport, j'avais constaté que la structure proposée n'était pas conforme à la décision D-2009-015:

1. parce qu'elle comportait toujours une double pénalité, et
2. parce que le prix de référence pour les écarts de plus que 1,5% de la quantité réservée ne reflétait pas les prix horaires sur les marchés limitrophes, sauf dans les cas exceptionnels où ces prix étaient soit plus élevés que 100 \$, soit moins élevés que 25 \$.

Cette seconde proposition d'HQT se basait sur l'offre révisée d'HQP<sup>15</sup>. En faisant appel aux prix horaires sur trois marchés limitrophes, l'offre d'HQP reconnaissait implicitement la décision D-2009-015. Toutefois, elle allait à l'encontre de cette décision en fixant des seuils qui ne reflétaient pas les prix horaires des marchés limitrophes.

<sup>15</sup> R-3669-2008, phase 2, [HQT-9, doc. 4.1](#). Une première offre (HQT-9, doc. 4) a été déposée le 29 mai 2009 et est venue à échéance le 31 décembre. Les seules différences entre l'offre révisée, déposée le 31 août 2010, et l'offre originale concernent les coûts de transport des réseaux NY et NE.

HQT justifiait ces prix seuils au motif que les seuils de 100\$ et de 0\$ le MWh étaient comparables aux prix d'achat et de vente appliqués par le NYISO, aux termes de son OATT, pour les écarts de livraison supérieurs à 1,5%<sup>16</sup>. Quoiqu'à première vue cette comparaison semblait convaincante, mon rapport démontrait qu'elle ne l'était pas.

En fait, étant donné qu'il s'agit d'un ISO, la plupart des modifications aux OATT requises par l'Ord. 890 ne concerne pas le NYISO<sup>17</sup>. Le NYISO opère un système de réservations financières qui diffère fondamentalement du système de réservations physiques établi par l'Ord. 888.<sup>18</sup> Contrairement aux transporteurs qui font partie d'une société à but lucratif, le NYISO a deux tarifs approuvés par la Commission : son *OATT* (conforme au *pro forma*) et son *Market Administration and Control Area Services Tariff* (ci-après : « *Services Tariff* »). La preuve d'HQT en R-3669-2008 Phase 2 faisait référence au premier tarif, mais non au deuxième, qui est en réalité celui qui gouverne l'ensemble des utilisateurs du réseau new-yorkais, sauf pour les transactions de *wheel-through*.

**Ainsi, pour les transactions du NYISO (sauf les *wheel-through*), c'est le prix en temps réel qui servait tant comme prix incrémentiel que comme prix décrémental, sans autre multiplicateur, ni ajustement, ni seuil<sup>19</sup>.**

En fait, le régime du NYISO était moins punitif que celui exigé par la FERC,<sup>20</sup> et beaucoup moins punitif que celui proposé par Hydro-Québec, dont les seuils ne reflètent aucunement les prix horaires sur les marchés limitrophes.

Pour ces motifs, j'avais recommandé que le « prix de référence » soit défini dans tous les cas en fonction des prix des trois marchés limitrophes, tel que requis par la Régie. **En appliquant ces modifications, les tarifs proposés seraient en conformité tant avec les exigences de la décision D-2009-015 qu'avec les Ordonnances.**

---

<sup>16</sup> R-3669-2008, Phase 2, [B-91](#), HQT-10, doc. 1, p. 9.

<sup>17</sup> NYISO Compliance Filing of October 11, 2007, Cover Letter (ci-après NYISO 2007), p. 5.

<sup>18</sup> *Id.*, p. 6.

<sup>19</sup> NYISO 2007, précité note 16, p. 20.

<sup>20</sup> Tant pour les producteurs d'énergie intermittente que pour l'ensemble de la clientèle. En effet, le régime applicable aux producteurs éoliens du NYISO était également encore moins punitif que celui établi par les Ordonnances. La plupart des ressources intermittentes étaient exemptées des tarifs de compensation d'écart de réception. Voir NYISO 2007, précité note 16, p. 21.

### 2.3.2 La décision D-2012-010

Dans sa décision D-2012-010, la Régie concluait que les seuils dans la définition des prix incrémentiel/décémentiel n'étaient pas nécessaires afin de fournir un incitatif adéquat aux clients pour respecter leurs programmes.

[397] En conséquence, la Régie accepte l'utilisation des prix horaires sur les marchés limitrophes proposée par le Transporteur et approuve la tarification proposée pour les écarts du premier palier. La Régie est d'avis que cette formule satisfait aux exigences de la décision D-2009-015.

[398] La Régie retient l'application des taux de pénalité de 10 % et de 25 % applicables sur le prix de référence pour les écarts des deuxième et troisième paliers respectivement. La Régie est d'avis que ces majorations fournissent aux clients un incitatif adéquat pour respecter leurs programmes.

[399] En ce qui a trait aux prix proposés pour les deuxième et troisième paliers, la Régie partage la position de plusieurs des intervenants à l'effet que l'inclusion des seuils ou prix fixes de 0 \$ CA/MWh, 25 \$ CA/MWh et 100 \$ CA/MWh résulterait en une structure de prix qui, lorsque ces seuils sont appliqués, diffère du prix de marché observé dans les régions limitrophes à l'heure où la compensation survient. La Régie constate, sur la base des données historiques produites en preuve, que la compensation établie en vertu du tarif proposé aurait été basée, dans une très forte proportion du temps, sur les seuils proposés plutôt que sur les prix horaires de marché. En ce sens, la proposition soumise par le Transporteur à cet égard ne respecte pas l'esprit de la décision rendue en phase 1.

[400] Par ailleurs, la proposition du Transporteur de tenir compte de la capacité d'entreposage du Producteur reflète une caractéristique qui lui est propre, lui permettant d'effectuer des transactions d'arbitrage sur les marchés en fonction de ses intérêts commerciaux. Cette caractéristique n'a cependant aucun lien avec les prix horaires de marché observés dans les régions limitrophes au moment où les écarts se produisent et où le service est rendu.

[401] Pour ces motifs, la Régie rejette l'inclusion des seuils de 0 \$ CA/MWh, 25 \$ CA/MWh et 100 \$ CA/MWh dans la formule de tarification de ce service.<sup>21</sup> (caractères gras dans l'original; nos soulignés)

Suivant la même méthode que celle adoptée pour les tableaux antérieurs, on peut présenter la solution retenue par la Régie, qui est toujours en vigueur, comme suit :

---

<sup>21</sup> R-3669-2008 – Phase 2, D-2012-010, p. 83-84.

Tableau 3. Structure détaillé du tarif d'écarts en vigueur

Écart	R-3549-2004		R-3669-08 phase 1		R-3669-08 phase 2				R-3669 phase 2 (adoptés) (en vigueur)			
	fournie par HQT	reçue par HQT	fournie par HQT	reçue par HQT	prix inc/déc		tarifs proposés		prix incrémental/décémentiel		tarif	
					fournie par HQT	reçue par HQT	fournie par HQT	reçue par HQT	prix incrémental (fournie par HQT)	prix décémentiel (reçue par HQT)	fournie par HQT (mesurée < programmée)	reçue par HQT (mesurée > programmée)
< 1,5%			11.25	3.75	temps réel		temps réel		(TR - fraisUS - fraisQC) <sub>max</sub>	(TR + frais) <sub>min</sub>	(TR - fraisUS - fraisQC) <sub>max</sub>	(TR + fraisUS) <sub>min</sub>
de 1,5 % à 7,5%	11.25	3.75	12.38	3.38	10.00	2.50	11.00	2.25	(TR - fraisUS - fraisQC) <sub>max</sub>	(TR + frais) <sub>min</sub>	(TR - fraisUS - fraisQC) <sub>max</sub> * 110 %	(TR + fraisUS) <sub>min</sub> * 90%
> 7,5%			14.06	2.81	10.00	0.00	12.50	0.00	(TR - fraisUS - fraisQC) <sub>max</sub>	(TR + frais) <sub>min</sub>	(TR - fraisUS - fraisQC) <sub>max</sub> * 125 %	(TR + fraisUS) <sub>min</sub> * 75%

Les ajustements précis apportés aux prix de marché ont peu retenu l'attention lors des dossiers antérieurs. Étant donné qu'HQP propose maintenant de les modifier, ils seront examinés en détail à la section 4.1.

### 3 Le présent dossier

Dans cette section, nous présenterons d'abord plus en détail le tarif en vigueur, en mettant l'accent sur les éléments qui sont remis en question par la proposition d'HQP. Nous regarderons ensuite les principaux éléments de cette proposition.

#### 3.1 Le tarif en vigueur

Les éléments principaux du tarif en vigueur sont :

- Le calcul des prix incrémental et décémentiel,
- Les tarifs, incluant les pénalités pour les trois tranches, et
- Le traitement réservé pour les ressources intermittentes.

Comme on le verra plus loin, c'est uniquement le premier de ces trois éléments qui est remis en question par la proposition d'HQP.

##### 3.1.1 Les calculs de prix incrémental et décémentiel

Rappelons d'abord les interrelations entre les termes utilisés :

Lorsque la **quantité mesurée d'énergie** réellement transmise dans une transaction de point à point (voire en exportation) est **plus élevée que la quantité programmée**, il s'agit d'un

**écart positif de réception.** Dans ce cas, l'énergie excédentaire est **reçue** (« achetée ») par le Transporteur, et c'est le **prix décrémental** qui s'y applique.

Lorsque la **quantité mesurée d'énergie** réellement transmise dans une telle transaction est **moins élevée que la quantité programmée**, il s'agit d'un **écart négatif** de réception. Dans ce cas, l'énergie manquante est **fournie** (« vendue ») par le Transporteur, et c'est le **prix incrémentiel** qui s'y applique.

Puisque seul le tarif d'écart de réception est effectivement applicable au Québec, cette analyse se fera à l'égard de l'Annexe 4 uniquement, tout en sachant que les libellés retenus seront transposés à l'Annexe 5.

Par ailleurs, étant donné qu'année après année, les volumes d'écarts positifs sont beaucoup plus grands que ceux d'écarts négatifs<sup>22</sup>, cette discussion s'orientera principalement à l'égard d'écarts positifs (et donc du **prix et tarif décrémentiels**), tout en notant les transformations appropriées dans le cas d'écarts négatifs (**prix et tarif incrémentiels**). Toutefois, pour respecter l'ordre habituel de présentation, le prix incrémentiel sera traité en premier.

Selon l'Annexe 4 en vigueur<sup>23</sup>, les ajustements aux prix de marché sont inclus au calcul du **prix incrémentiel** comme suit :

**Prix incrémentiel :** ce prix est égal au prix horaire le plus élevé chaque heure entre les trois (3) marchés suivants :

(1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M), moins 0,18 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New York (« Prix incrémentiel NY ») ;

(2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond (« Prix incrémentiel NA ») (« Prix incrémentiel NA »); et

<sup>22</sup> B-0051, Annexe 2. Une des raisons pour cette asymétrie est mentionné dans le rapport Marshall (C-BRTM-001, page 23, au paragraphe 69).

<sup>23</sup> La version des Tarifs et conditions présentée au dossier (B-0020) ne permet pas de lire aisément le libellé en vigueur de l'Annexe 4. Voir plutôt [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/471/DocPrj/R-4058-2018-B-0241-Demande-PieceRev-2019\\_05\\_15.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/471/DocPrj/R-4058-2018-B-0241-Demande-PieceRev-2019_05_15.pdf), aux pages 118 à 120 (120 à 122 du pdf). Il s'agit de la pièce B-0241 du dossier R-4058-2018, adoptée en vertu des décisions D-2019-047 et D-2019-058.

(3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario (« Prix incrémentiel ONT »).

Les ajustements aux prix de marché sont inclus au calcul du **prix décrémental** comme suit :

**Prix décrémental** : ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre les trois (3) marchés suivants :

(1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) plus 4,50 \$US/MWh (« Prix décrémental NY ») ;

(2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), plus 11,00 \$US/MWh (« Prix décrémental NA ») ; et

(3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) (« Prix décrémental ONT »).

Ces formules peuvent être résumées comme suit :

**Prix incrémentiel** — le **plus élevé** entre :

NY : Prix temps réel NYISO Zone M – 0,18\$US/MWh – Tarif HQT<sup>24</sup> ;

NE : Prix temps réel ISO-NE Phase II (Sandy Pond) – 6,00\$US/MWh – Tarif HQT ; et

Ont : Prix horaire HOEP – Tarif HQT.

**Prix décrémental** — le **moins élevé** entre :

NY : Prix temps réel NYISO Zone M + 4,50\$US/MWh ;

NE : Prix temps réel ISO-NE Phase II (Sandy Pond) + 11,00\$US/MWh ; et

Ont : Prix horaire HOEP + 5,00\$CA (période de pointe) ou + 4,00\$ (période hors pointe).

---

<sup>24</sup> Le tarif pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur est actuellement de 8,97\$CA/MWh (*Ibid.*, Annexe 10). Les montants inclus au tarif HQT « pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie » à chaque réseau ne sont pas précisés.

Selon les Annexes 4 et 5, c'est le Transporteur qui fournit et reçoit l'énergie incrémentielle et décrémentationnelle, mais il ne contrôle aucune source de production. Le Transporteur affirme qu'HQP est la seule entité capable de fournir ce service. J'ignore s'il existe une entente explicite entre le Transporteur et HQP qui gouverne ces transactions entre eux.

Ainsi, selon les Annexes 4 et 5 en vigueur, dans le cas d'écarts **négatifs**, le prix **incrémentiel** consiste en le **plus élevé** des prix des marchés externes, **diminué par** les coûts qui seraient requis pour **vendre** la même quantité d'énergie dans ces marchés. *Mutatis mutandi*, dans le cas d'écarts **positifs**, la valeur de l'énergie **reçue** par HQP (le prix **décémentiel**) consiste en le **moins élevé** des prix des marchés externes, **augmenté par** les coûts qui seraient requis pour **acheter** la même quantité d'énergie dans ces marchés.

Ces formules sont résumées au Tableau 4.

**Tableau 4. Structure détaillé des prix incrémentiel et décrémentationnel en vigueur**

Écart	prix	
	incrémentiel	décémentiel
	énergie fournie par HQP	énergie reçue par HQP
< 1,5%	$(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$	$(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$
de 1,5 % à 7.5%	$(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$	$(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$
> 7.5%	$(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$	$(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$

### 3.1.2 Les tarifs

Selon le libellé de l'Annexe 4 en vigueur, qui suit à cet égard précisément le modèle énoncé par la FERC dans son Ordonnance 890, les prix incrémentiel et décrémentationnel sont ensuite respectivement augmentés et diminués par des pénalités qui augmentent avec l'ampleur de l'écart, comme l'indique le *Tableau 5*.



**Tableau 5 : Structure détaillé des prix incrémentiel et décrémental en vigueur**

Écart	prix		tarifs	
	incrémentiel	décémentiel	écart négatif	écart positif
	énergie fournie par HQP	énergie reçue par HQP	fournie par HQT	reçue par HQT
< 1,5%	$(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$	$(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$	prix incrémentiel	prix décrémental
de 1,5 % à 7.5%	$(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$	$(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$	prix incrémentiel * 110%	prix décrémental * 90%
> 7.5%	$(TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\text{max}}$	$(TR + \text{fraisUS})_{\text{min}}$	prix incrémentiel * 125%	prix décrémental * 75%

Il est à noter que les prix incrémentiel et décrémental sont payés (crédités) à HQP, tandis que les pénalités de  $\pm 10\%$  ou  $25\%$  pour les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> tranches sont retenues par HQT au bénéfice d'autres utilisateurs de son réseau.

### 3.2 La proposition d'HQP

Dans la preuve déposée au soutien de sa demande au présent dossier, le Transporteur présente une pièce préparée par Hydro-Québec Production<sup>25</sup> (HQP) au sujet des Annexes 4 et 5<sup>26</sup>. Toutefois, le Transporteur n'a pas endossé explicitement la preuve et les conclusions d'HQP. Selon ma compréhension de ses commentaires lors de l'audience du 1<sup>er</sup> novembre 2019, bien que le Transporteur soit d'accord avec le principe de s'assurer que la formule en place favorise le respect des programmes, il ne se positionne pas à l'effet que la formule présentée par HQP représente la meilleure façon d'atteindre cet objectif.<sup>27</sup>

La proposition d'HQP au présent dossier consiste en deux modifications au calcul des prix incrémentiel/décémentiel, qui servent de « prix de référence » selon le tarif en vigueur de la compensation d'écarts de réception : l'ajout de seuils et une modification de la manière dont les

<sup>25</sup> On réfère souvent à HQT (« Hydro-Québec dans ses activités de transport ») comme « le Transporteur », ce qui a un certain sens, en raison du fait qu'il gère un monopole naturel. Toutefois, étant donné que le sens même de la séparation fonctionnelle au Québec est de créer un secteur concurrentiel de production d'électricité, « Hydro-Québec dans ses activités de production » n'a pas ces mêmes caractéristiques. Il est vrai qu'il a un rôle unique dont le maintien de l'intégrité et de la fiabilité du réseau québécois, dont certains aspects sont décrits plus loin. Toutefois, parce qu'il n'est qu'un seul producteur parmi d'autres au Québec, je n'utilise pas le vocable « le Producteur ».

<sup>26</sup> B-0015.

<sup>27</sup> R-4096-2019, [A-0013](#), Notes sténographiques du 1<sup>er</sup> novembre 2019, Vol. 1, p. 84 et 86.

prix de marché sont ajustés pour refléter les frais de transport dans le calcul des coûts incrémentiel et décrémental.

Concernant ce dernier élément, HQP écrit :

« En effet, le Producteur est d'avis que l'addition et la soustraction des Frais applicables devraient être inversées pour que le prix décrémental ou incrémentiel qui résultera du calcul soit cohérent respectivement avec la transaction de vente ou d'achat déclenchée par un client du service de transport.

Avec la formule actuelle, lorsqu'un client du service de transport est en position de vendeur, les Frais applicables sont traités comme s'il était en position d'acheteur. *A contrario*, lorsqu'un client du service de transport est en position d'acheteur, les Frais applicables sont traités comme s'il était en position de vendeur.

Il en résulte alors qu'un client du service de transport peut régulièrement se retrouver (tous écarts confondus) dans une position où le prix décrémental ou incrémentiel qu'il reçoit ou paye respectivement dans le cadre du Service, s'avère plus avantageux que ce qu'il aurait pu recevoir s'il avait hypothétiquement été sur les marchés à la même heure, lui fournissant des occasions d'arbitrage ». <sup>28</sup> (*nos soulignés*)

Cette proposition est surprenante, puisque c'est HQP lui-même qui avait proposé la formulation présentement en vigueur en 2012, et qui demande maintenant de l'inverser. Plus précisément, HQP propose de renverser le traitement des frais d'accès et de transport dans le calcul des prix incrémentiel et décrémental, comme suit :

**Prix incrémentiel :** ce prix est égal au prix horaire **le plus élevé** chaque heure entre les trois (3) marchés suivants :

(1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M), ~~moins 0,18 \$US/MWh, moins plus le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New York~~ plus 4,50 \$US/MWh (« Prix incrémentiel NY ») ;

(2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) ~~moins 6,00 \$US/MWh, moins plus le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond~~ (« Prix incrémentiel NA ») plus 11,00 \$US/MWh (« Prix incrémentiel NA ») ; et

(3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), ~~moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison~~

---

<sup>28</sup> Ibid., page 8.

d'énergie en Ontario (« Prix incrémentiel ONT »), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) (« Prix incrémentiel ONT »).

Les modifications proposées au prix décrémental sont les suivantes :

**Prix décrémental :** ce prix est égal au prix horaire **le plus bas** chaque heure entre les trois (3) marchés suivants :

(1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) moins 0,18 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New York plus 4,50 \$US/MWh (« Prix décrémental NY ») ;

(2) Nouvelle-Angleterre : prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond plus 11,00 \$US/MWh (« Prix décrémental NA ») ; et

(3) Ontario : prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) (« Prix décrémental ONT »).

Parallèlement, il propose de rajouter des seuils, comme suit :

**Prix incrémentiel :**

... Un prix incrémentiel minimum de 15,00 \$CA/MWh est applicable sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport et qui se situe dans les tranches 2 et 3.

**Prix décrémental :**

... Un prix décrémental maximum de 5,00 \$CA/MWh est applicable sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport et qui se situe dans la tranche 1. Un prix décrémental maximum de 1,85 \$CA/MWh est applicable sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport et qui se situe dans la tranche 2. Un prix décrémental de 0 \$CA/MWh est applicable sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport et qui se situe dans la tranche 3.

Les formules complètes peuvent donc être résumées ainsi :

**Prix incrémentiel** — le **plus élevé** entre :

NY : Prix temps réel NYISO Zone M + 4,50\$US/MWh ;

NE : Prix temps réel ISO-NE Phase II (Sandy Pond) + 11,00\$US/MWh ; et

Ont : Prix horaire HOEP + 5,00\$CA (période de pointe) ou + 4,00\$ (période hors pointe);

en y appliquant un **prix minimum de 15\$ CA/MWh** pour les écarts de > 1,5%.

**Prix décrementiel** — le **moins élevé** entre :

NY : Prix temps réel NYISO – 0,18\$US/MWh – Tarif HQT ;

NE : Prix temps réel ISO-NE Phase II (Sandy Pond) – 6,00\$US/MWh – Tarif HQT; et

Ont : Prix horaire HOEP – Tarif HQT ;

en y appliquant un **prix maximum de 5\$ CA/MWh** pour les écarts de < 1,5%, de **1,85 \$CA/MWh** pour les écarts d'entre 1,5% et 7,5%, et de **0 \$CA/MWh** pour tout écart qui excède 7,5 %.

Selon la même forme tabulaire, la proposition complète d'HQP se résume de la façon suivante :

**Tableau 6. Structure détaillé des prix et tarifs, selon la proposition d'HQP**

Écart	prix		tarifs	
	incrémentiel	décrementiel	écart négatif	écart positif
	<b>énergie fournie par HQP</b>	<b>énergie reçue par HQP</b>	<b>fournie par HQT</b>	<b>reçue par HQT</b>
< 1,5%	$(TR + \text{fraisUS})_{\max}$	$\text{MIN}((TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\min}, 5\$/\text{MWh})$	prix incrémentiel	prix décrementiel
de 1,5 % à 7.5%	$\text{MAX}((TR + \text{fraisUS})_{\max}, 15\$/\text{MWh})$	$\text{MIN}((TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\min}, 1,85\$/\text{MWh})$	prix incrémentiel * 110%	prix décrementiel * 90%
> 7.5%	$\text{MAX}((TR + \text{fraisUS})_{\max}, 15\$/\text{MWh})$	$\text{MIN}((TR - \text{fraisUS} - \text{fraisQC})_{\min}, 0\$/\text{MWh})$	prix incrémentiel * 125%	prix décrementiel * 75%

Les modifications proposées au traitement des frais de transport et le rajout de seuils sont traités dans les sections qui suivent. Des exemples chiffrés seront ensuite examinés à la section 4.

### 3.2.1 Le traitement des frais de transport et d'accès aux réseaux avoisinants

HQP propose de maintenir l'utilisation du prix le plus élevé des marchés avoisinants pour définir le prix incrémentiel et le prix le plus bas pour définir le prix décrémental, mais de renverser le traitement des frais de transport. Il n'est toutefois pas très clair pourquoi il considère ceci comme étant la meilleure solution pour inciter les clients du transport à respecter leurs programmes, et pour éviter la possibilité d'arbitrage. Je n'ai pu trouver explication plus précise que celle déjà citée ci-dessus :

En effet, le Producteur est d'avis que l'addition et la soustraction des Frais applicables doivent être inversées pour que le prix décrémental ou incrémentiel qui résultera du calcul soit cohérent respectivement avec la transaction de vente ou d'achat déclenchée par un client du service de transport.

Avec la formule actuelle, lorsqu'un client du service de transport est en position de vendeur, les Frais applicables sont traités comme s'il était en position d'acheteur. *A contrario*, lorsqu'un client du service de transport est en position d'acheteur, les Frais applicables sont traités comme s'il était en position de vendeur.

Il en résulte alors qu'un client du service de transport peut régulièrement se retrouver (tous écarts confondus) dans une position où le prix décrémental ou incrémentiel qu'il reçoit ou paye respectivement dans le cadre du Service, s'avère plus avantageux que ce qu'il aurait pu recevoir s'il avait hypothétiquement été sur les marchés à la même heure, lui fournissant des occasions d'arbitrage.<sup>29</sup> (*nos soulignés*).

La preuve en chef au dossier ne permet pas, à mon avis, de conclure que le renversement du traitement des frais de transport contribuera à régler la situation dénoncée. En fait, comme on le verra dans les exemples chiffrés à la section 4, c'est surtout l'imposition proposée de seuils qui déterminera les charges applicables en vertu de l'Annexe 4.

### 3.2.2 Le rajout des seuils

Comme mentionné ci-dessus, HQP propose de rajouter des seuils aux calculs des coûts incrémentiel et décrémental.

Pour le prix incrémentiel, HQP propose de fixer un prix minimal de 15\$CA/MWh pour les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> tranches. À première vue, il semble que ce prix aura peu d'effet, étant donné que le prix le plus élevé des trois marchés de référence est souvent plus élevé que 15\$CA/MWh.

---

<sup>29</sup> *Ibid.*, page 8.

Pour le prix décrémental, par contre, les seuils proposés auront des conséquences majeures. Il propose un prix maximum de 5\$CA/MWh pour la première tranche (jusqu'à 1,5%), de 1,85\$CA/MWh pour la deuxième tranche (entre 1,5% et 7,5%), et de 0\$/MWh pour la troisième tranche. Comme on le verra dans les exemples chiffrés, les niveaux de ces seuils sont tellement bas qu'ils risquent de s'appliquer la plupart du temps. Ils s'apparentent donc beaucoup aux seuils rejetés par la Régie dans la décision D-2012-010.

Tout en reconnaissant l'importance d'un tarif qui incite au respect des programmes, la Régie, dans les deux décisions du dossier R-3669-2008, a conclu que l'approche de la FERC — qui applique des « pénalités » croissantes aux prix du marché, selon l'ampleur de l'écart par rapport aux montants programmés, et qui en exempte les sources intermittentes — était suffisamment incitative, sans qu'il soit nécessaire d'intégrer un deuxième élément dissuasif dans la définition des prix incrémentiel et décrémental. Ainsi, la Régie considérait que l'application des « taux de pénalité de 10 % et de 25 % applicables sur le prix de référence pour les écarts des deuxième et troisième paliers respectivement ... fournissent aux clients un incitatif adéquat pour respecter leurs programmes »<sup>30</sup>. En conséquence, elle rejetait l'inclusion de seuils dans le calcul de ces prix. Faisant fi de cette décision, HQP propose précisément l'inclusion de tels seuils.

Il justifie comme suit sa proposition :

« Pour ne pas être pénalisantes pour le Producteur, les transactions doivent se faire à des niveaux de prix qui sont inférieurs aux prix de marché qui peuvent représenter des opportunités dont le Producteur voudrait profiter sur une base volontaire. Les prix maximal et minimal ont été établis sur cette base.

Plus spécifiquement, le Producteur a fixé un prix maximal de 5 \$/MWh à la première tranche du prix décrémental pour demeurer cohérent avec la position qu'il prend dans le cours normal de ses activités commerciales. Un client ne doit pas pouvoir vendre au Producteur dans le cadre du Service de compensation d'écart de réception, à un prix plus élevé que le prix qu'il obtiendrait si le Producteur consentait volontairement à lui vendre dans le cours normal des affaires.

Le prix maximal de 1,85 \$/MWh de la deuxième tranche correspond au prix en vigueur dans l'entente de Service d'intégration éolienne en place avec le Distributeur. Finalement, le prix de 0 \$/MWh est appliqué à la troisième tranche afin d'éliminer tout incitatif pour un client du service de transport à négliger la gestion des écarts ou à utiliser le Service de compensation d'écart de réception comme alternative lui permettant de livrer plus d'énergie.

---

<sup>30</sup> D-2012-010, préc., note 3, par. 398.

Le prix minimal de 15 \$/MWh, applicable aux tranches 2 et 3 lorsqu'un client est en écart négatif et doit acheter de l'énergie, reflète le seuil minimum auquel le Producteur est prêt à se faire imposer de vendre son énergie.

En effet, selon le Producteur, ne faire que l'ajustement des Frais applicables ne serait pas suffisant pour décourager un client de transport d'utiliser le Service de compensation d'écart de réception comme alternative advenant qu'il se trouve, par exemple, dans une situation où il devrait plutôt déverser son eau.

C'est d'ailleurs avec le même raisonnement et pour ces mêmes raisons que le Producteur avait également introduit des seuils et plafonds dans sa première offre datée du 31 août 2010, déposée par le Transporteur dans le cadre du dossier R-3669-2008 - Phase 2. Les prix fixes de l'offre déposée dans le présent dossier ont été revus pour refléter la réalité commerciale actuelle du Producteur »<sup>31</sup>. *(soulignés ajoutés)*

La preuve d'HQP fait référence aux décisions D-2009-015 et D-2012-010, mais d'une manière qui ne reflète pas pleinement le sens de ces décisions. On lit dans la preuve :

« Les modalités d'application actuellement en vigueur dans les Tarifs et conditions pour les services rendus par le Producteur ont été modifiées en 2012, afin de les adapter au contexte commercial prévalant en Amérique du Nord et pour référer à l'adoption, par la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »), des ordonnances 890 et 890-A. Ces modifications avaient entre autres pour but de permettre le règlement financier des écarts d'énergie, plutôt que la compensation par échanges d'énergie. Celles-ci ont été approuvées par la Régie de l'énergie (la « Régie ») dans la décision D-2012-010.

Au préalable, dans la décision D-2009-015, la Régie reconnaissait qu'il était nécessaire de mettre en place une formule de prix dissuasive. Le principe étant que la formule doit inciter les clients du service de transport à faire les efforts nécessaires afin de maintenir une bonne performance au niveau de la qualité de leur programmation, de façon à minimiser les écarts entre les livraisons réelles d'énergie et celles annoncées dans leurs programmes »<sup>32</sup>. *(nos soulignés)*

HQP invoque aussi le concept d'arbitrage :

« Il en résulte alors qu'un client du service de transport peut régulièrement se retrouver (tous écarts confondus) dans une position où le prix décrémental ou incrémentiel qu'il reçoit ou paye respectivement dans le cadre du Service, s'avère plus avantageux que ce qu'il aurait pu recevoir s'il avait hypothétiquement été sur les marchés à la même heure, lui fournissant des occasions d'arbitrage ».<sup>33</sup>

Généralement, la notion d'arbitrage fait référence à une situation où un client déciderait de dépasser son programme afin d'avoir accès à un tarif d'écart qui lui serait favorable par rapport

---

<sup>31</sup> B-0015, page 49, réponse 13.5.

<sup>32</sup> *Id.*, p. 5.

<sup>33</sup> *Id.*, p. 8.

aux prix disponibles dans les marchés externes. Or, la situation évoquée ici en est plutôt une où le client désire éviter le gaspillage d'une ressource énergétique qu'il ne peut pas contrôler. Il y a donc lieu de se demander si cette situation ne serait pas plutôt encadrée par l'exemption aux pénalités de la 3<sup>e</sup> tranche accordées aux ressources intermittentes, un élément sur lequel insiste la FERC.

Par ailleurs, si la Régie considère que des déviations intentionnelles se produisent, il importe de concevoir des solutions qui répondent précisément à de telles situations, plutôt que d'imposer une double pénalité par le biais des seuils. On y reviendra à la section 5.3.

## 4 Exemples chiffrés

Les différentes formules présentées ci-dessus, y compris celles en vigueur et celles proposées par HQP, sont relativement complexes. Qu'est-ce que cela veut dire en pratique?

### 4.1 Selon le tarif en vigueur

En réponse à une DDR de la Régie, HQP a fourni quelques exemples chiffrés du calcul du prix incrémentiel et décrémental<sup>34</sup>. Son premier exemple se situe au 18 mai 2016 à midi, quand les prix de marché (temps réel) étaient :

Tableau 7. Prix de marché externes (temps réel), 18 mai 2016 à 12h

	prix en temps réel
NY	16.70
NE	26.08
ON	13.56

HQP utilise cette heure pour illustrer le calcul du **prix décrémental**, qui s'applique lors d'un écart **positif**, soit lorsque la quantité d'énergie transmise **excède** la quantité programmée, et où HQP est appelé à absorber l'excédent. Une fois les frais de transport aux réseaux américains ajoutés, selon les formules citées ci-dessus au *Tableau 5*, le prix décrémental serait de 18,56\$/MWh, soit le **prix le moins élevé** entre les trois marchés :

<sup>34</sup> B-0040, page 47, Tableau 13.4A.



Tableau 8. Prix décrementiel (selon tarif en vigueur), le 18 mai 2016 à 12h

Marché	Prix en temps réel	FraisUS	Prix décrementiel
NY	16.70	5.82	22.52
NE	26.08	14.22	40.30
ON	13.56	5.00	<b>18.56</b>

À ma connaissance, la logique derrière ce traitement des frais de transport n'a pas été rendue explicite lors du dossier R-3669-2008 en phase 2. Selon ma compréhension, cette logique pourrait être la suivante :

Lorsque HQP reçoit (achète) de l'énergie, il ne devrait payer ni plus ni moins que le meilleur prix qu'il aurait pu obtenir en achetant au même moment au marché extérieur affichant le meilleur prix (le prix le plus bas).

Similairement :

Lorsque HQP fournit (vend) de l'énergie, il ne devrait recevoir ni plus ni moins que le meilleur prix qu'il aurait pu obtenir en vendant au même moment au marché extérieur affichant le meilleur prix (le prix le plus élevé).

À l'heure en question, 18,56\$/MWh représentait effectivement le prix le plus bas auquel on pouvait importer de l'électricité au Québec. Étant donné qu'HQP est contraint d'acheter un MWh du client de transport, on peut inférer comme prémisse au traitement des frais de transport qu'HQP devrait payer le meilleur prix qu'il aurait eu, s'il l'avait plutôt acheté auprès des réseaux américains.

Toutefois, le client de transport ne reçoit pas nécessairement ce même prix. Cela serait le cas seulement si l'écart positif était inférieur à 1,5 % de la quantité programmé. S'il était entre 1,5 % et 7,5 %, le client ne recevrait que de 90 % de ce montant ( $18,56\$ * 90 \% = 16,70\$/MWh$ ), et si l'écart était de plus que 7,5 %, il de recevrait que de 75 % de ce montant ( $18,56\$ * 75 \% = 13,92\$/MWh$ ).

**Tableau 9. Tarif décrémental (selon tarif en vigueur), le 18 mai 2016 à 12h**

Marché	Prix en temps réel	FraisUS	Prix ajusté	Prix décrémental (le moins élevé)	Compensation		
					Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
					0%	10%	25%
NY	16.70	5.82	22.52				
NE	26.08	14.22	40.30				
ON	13.56	5.00	18.56	18.56	<b>18.56</b>	<b>16.70</b>	<b>13.92</b>

Des calculs similaires peuvent se faire pour la même heure, en présumant un écart **négalif**, si la quantité d'énergie transmise est **moindre que** la quantité programmée. Dans ce cas, le **prix incrémentiel** serait plutôt le **plus élevé** entre les prix de marché **moins** les frais d'accès, comme suit :

**Tableau 10. Prix incrémentiel (selon tarif en vigueur), le 18 mai 2016 à 12h**

	prix en temps réel	frais	prix incrémentiel
NY	16.70	8.52	8.18
NE	26.08	16.00	<b>10.08</b>
ON	13.56	8.29	5.27

Les frais chargés au client de transport seraient les suivants :

**Tableau 11. Tarif incrémentiel (selon tarif en vigueur), le 18 mai 2016 à 12h**

Marché	Prix en temps réel	FraisUS et QC	Prix ajusté	Prix incrémentiel (le plus élevé)	Charge		
					Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
					0%	10%	25%
NY	16.70	8.52	8.18				
NE	26.08	16.00	<b>10.08</b>				
ON	13.56	8.29	5.27	10.08	<b>10.08</b>	<b>11.09</b>	<b>12.60</b>

En résumé, le 18 mai 2016 à midi, toute énergie excédentaire reçue par HQT aurait été compensée à un prix entre 13,92\$ et 18,56\$ /MWh, et toute énergie manquante auraient été fournie à un prix entre 10,08\$ et 12,60\$/MWh.

HQP n'invoque pas le fait que, durant certaines heures, il payerait plus cher pour un MWh d'énergie excédentaire reçue que pour un MWh qu'il fournit. Il s'agit bien pourtant d'une caractéristique, probablement imprévue, de la formule retenue en 2012, du moins pendant certaines heures.

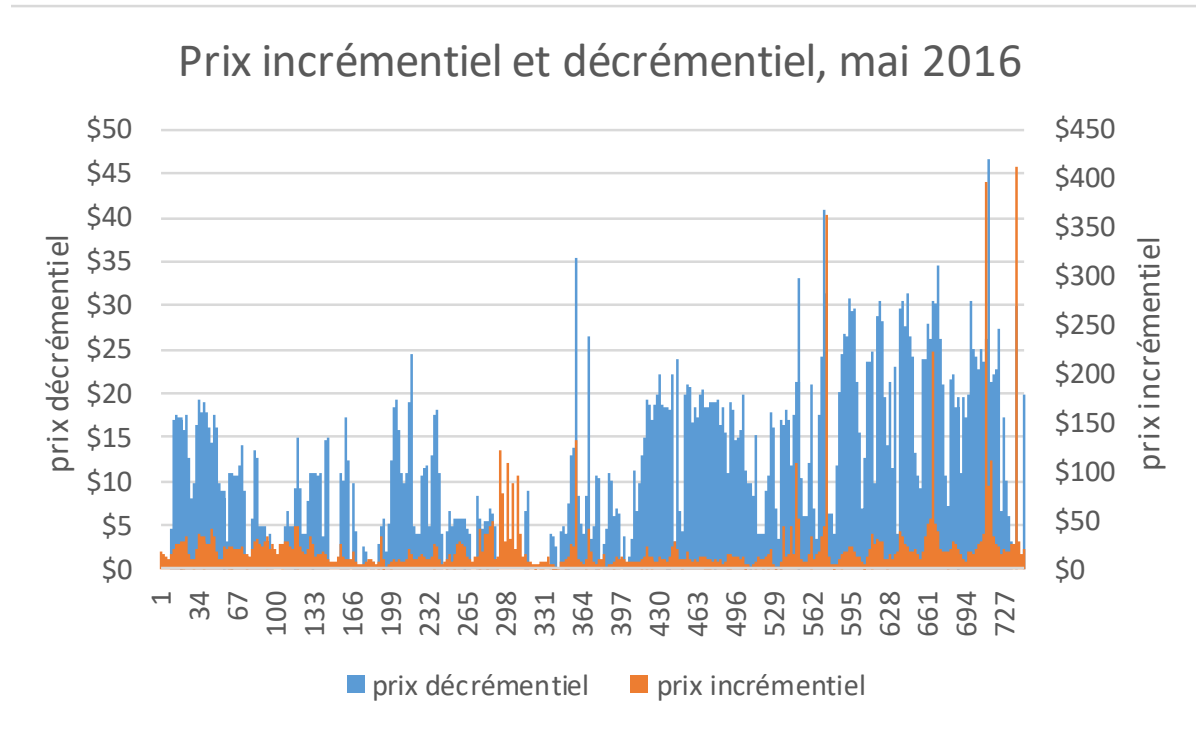
Afin de savoir à quel point il s'agit d'un résultat d'exception, j'ai répété cette même analyse pour l'ensemble des heures du mois de mai 2016. Cette relation inverse, où la compensation pour les écarts positifs (en Tranche 3) est plus élevée que le prix à payer pour les écarts négatifs, s'observe durant 99 heures, soit environ une heure sur sept.

Cette analyse sur l'ensemble des heures de mai 2016 permet aussi une vision plus globale sur le comportement des prix incrémentiel et décrémental, selon la définition en vigueur. Il aurait été souhaitable de la reproduire sur les autres mois dont les données ont été présentées (mai et octobre 2017) ainsi que sur des mois d'hiver où les prix sont généralement plus élevés, mais ce n'était pas possible à l'intérieur des délais impartis.

Selon l'Annexe 4 en vigueur, l'énergie excédentaire reçue par HQT en mai 2016 aurait été compensée à un prix moyen de seulement 7,58 \$ /MWh, avec un maximum de 35 \$/MWh (le 30 mai à 17h). Pendant ce même mois, l'énergie manquante aurait été fournie à un prix moyen de 22,66 \$/MWh, avec un maximum de 515,74 \$/MWh (le 31 mai à 18h).

Ces résultats témoignent de la grande volatilité des prix en temps réel, et donc des prix incrémentiel et décrémental qui en découlent, qu'on constate au Graphique 1.

Graphique 1. Prix incrémentiels et décrémentiels, selon le tarif en vigueur (mai 2016)



Ce constat nous invite à remettre en question l'utilisation du prix en temps réel comme référent pour la compensation d'écarts de réception. On y reviendra, à la section 5.1.

## 4.2 Selon le tarif proposé par HQP

Les calculs similaires faits avec les formules proposées par HQP donnent des résultats très différents.

Pour le prix décrémental, HQP propose plutôt de **soustraire** les frais de transport (d'import au réseau voisin et d'export du Québec) du prix de marché, toujours en retenant la valeur la plus basse. Ensuite, il propose des seuils qui varient selon l'ampleur de l'écart, tel qu'indiqué au Tableau 12. Cela donne le calcul suivant, pour la même heure présentée auparavant :

**Tableau 12. Prix et tarif décrémental, selon la proposition d'HQP (18 mai 2016 à 12h)**

Marché	Prix en temps réel	FraisUS	FraisQC	Prix ajusté	Prix décrémental			Tarif		
					Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
					(max 5 \$)	(max 1,85\$)	(max 0 \$)	0%	10%	25%
NY	16.70	-0.23	-8.16	8.31						
NE	26.08	-7.76	-8.16	10.16						
ON	13.56	0.00	-8.16	5.40	5.00	1.85	0.00	5.00	1.67	0.00

Ainsi, on constate que la compensation offerte par HQP au client de transport pour son écart positif pendant cette heure tomberait (selon le tarif en vigueur) d'entre 13,92\$ et 18,56\$, selon l'ampleur de l'écart, à entre 0\$ et 5\$.

Le changement proposé pour le calcul des charges pour des écarts positifs est encore plus important, tel que l'indique le Tableau 13.

**Tableau 13. Prix et tarif incrémentiel, selon la proposition d'HQP (18 mai 2016 à 12h)**

Marché	Prix en temps réel	FraisUS et QC	Prix ajusté (max)	Prix décrémental (le plus élevé)			Charge		
				Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
					(min 15\$)	(min 15\$)	0%	10%	25%
NY	16.70	5.82	22.52						
NE	26.08	14.22	40.30						
ON	13.56	5.00	18.56	40.30	40.30	40.30	40.30	44.33	50.37

Ainsi, la charge pour un MWh fournie en 3<sup>e</sup> tranche passerait de 12,60\$, selon le tarif en vigueur, à 50,37\$, selon la proposition d'HQP.

Cet exemple est tiré d'une réponse fournie à la Régie, mais les données fournies à BRTM permettent de faire ce même type d'analyse sur trois mois entiers. Il s'agit des trois mois mentionnés par HQP dans la section 3.3 de sa preuve, soit mai 2016, mai 2017 et octobre 2017. Dans un premier temps, nous avons exécuté ce même type d'analyse pour toutes les heures de mai 2016.

Cette comparaison démontre que, selon le tarif proposé par HQP, la compensation qui aurait été accordée à BRTM pour les écarts positifs aurait été moindre que selon le tarif en vigueur **pour chacune des heures de mai 2016**. La proposition d'HQP réduirait drastiquement la compensation pour les écarts positifs dans 100% des heures, tel que l'indique le Tableau 14<sup>35</sup>.

**Tableau 14. Compensation unitaire moyenne pour écarts positifs (mai 2016)**

Compensation unitaire moyenne selon :	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
tarif en vigueur	\$14.84	\$13.35	\$11.13
proposition d'HQP	\$1.58	\$0.63	\$0.00

Rappelons que la justification offerte pour ce changement était « que le prix décrémental ou incrémentiel qui résultera du calcul soit cohérent respectivement avec la transaction de vente ou d'achat déclenchée par un client du service de transport »<sup>36</sup>, et ce afin d'éviter des occasions d'arbitrage.

Invité à clarifier son raisonnement dans ses DDR, HQP renvoie à une réponse déjà fournie à la Régie où il indique :

Pour ne pas être pénalisantes pour le Producteur, les transactions doivent se faire à des niveaux de prix qui sont inférieurs aux prix de marché qui peuvent représenter des opportunités dont le Producteur voudrait profiter sur une base volontaire. Les prix maximal et minimal ont été établis sur cette base. Plus spécifiquement, le Producteur a fixé un prix maximal de 5 \$/MWh à la première tranche du prix décrémental pour demeurer cohérent avec la position qu'il prend dans le cours normal de ses activités commerciales. Un client ne doit pas pouvoir vendre au Producteur dans le cadre du Service de compensation d'écart de réception, à un prix plus élevé que le prix qu'il obtiendrait si le Producteur consentait volontairement à lui vendre dans le cours normal des affaires<sup>37</sup>.

Cette explication est tout à fait compréhensible du point de vue d'une entité commerciale, qui établit librement les conditions selon lesquelles elle accepte d'entreprendre des relations contractuelles. Toutefois, Hydro-Québec, dans ses activités de production, à un rôle essentiel dans le maintien de l'équilibre offre-demande et donc de la stabilité du réseau d'électricité québécois

<sup>35</sup> La compensation unitaire moyenne pour la Tranche 1, selon la proposition d'HQP, est moins que 5\$ parce qu'il y a de nombreuses heures où le prix ajusté (prix de marché moins frais de transport) le plus bas serait négatif, et où le prix décrémental serait donc zéro.

<sup>36</sup> B-0015, page 8.

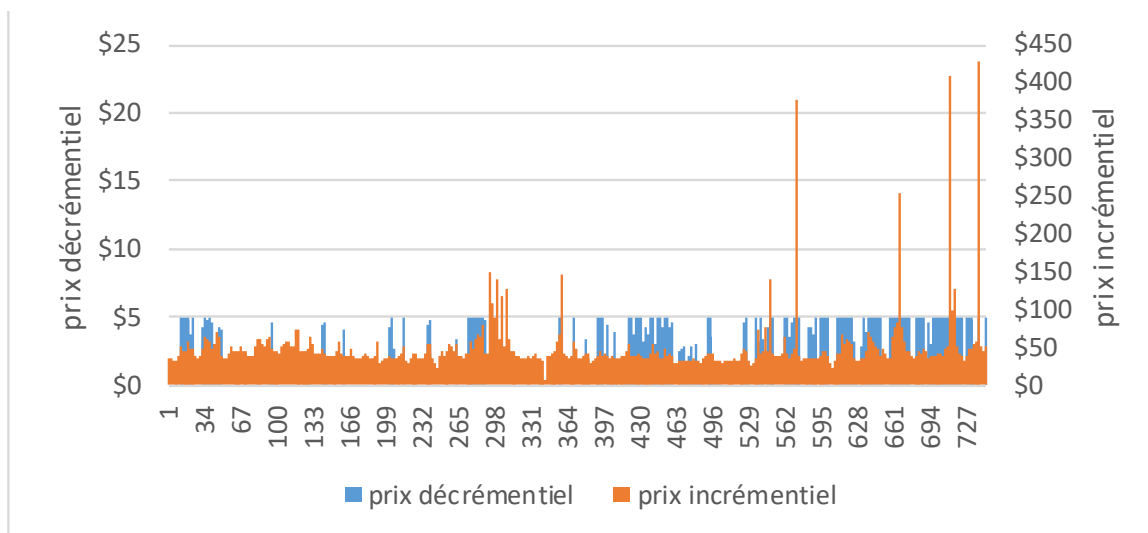
<sup>37</sup> [B-0047](#), préc., note 28, p. 12, réponse 5.2; B-0040, page 49, réponse 13.5.

qui dépasse de loin son rôle commercial. Étant l'unique entité capable de jouer ce rôle essentiel à l'opération du réseau de transport<sup>38</sup>, HQP n'a pas le loisir de s'abstenir si la compensation établie pour ce service ne satisfait pas ses attentes commerciales. À mon avis, le niveau de cette compensation devrait être basé sur les principes réglementaires établis pour les services de nature monopolistiques, plutôt que sur les attentes commerciales.

Par ailleurs, dans son *open access transmission tariff*, le Transporteur a l'obligation de traiter l'ensemble de sa clientèle sur un pied d'égalité. Étant donné qu'HQP est aussi un concurrent sur les mêmes marchés d'exportation que les clients qui font appel à l'Annexe 4 (en l'occurrence, un seul tel client), le Transporteur doit prendre soin de ne pas favoriser les intérêts commerciaux de l'un aux dépens de ceux des autres.

La volatilité des prix incrémentiel et décrémental noté auparavant à l'égard de l'Annexe 4 en vigueur se trouve également avec les définitions de ces prix proposés par HQP. Le tarif applicable à la 3<sup>e</sup> Tranche pour les écarts négatifs varie entre 55,38 \$ et 532,90\$/MWh pendant le mois de mai 2016. Le tarif applicable pour les écarts positifs est certes beaucoup moins volatil, en raison des seuils. Pour la 1<sup>ère</sup> tranche, il varie entre 0\$ et 5\$ (le maximum permis) et, pour la 3<sup>e</sup> tranche, il est toujours 0\$/MWh. Cela dit, les changements d'heure en heure de ces prix demeurent imprévisibles, comme le démontre le Graphique 2.

**Graphique 2. Prix incrémentiels et décrémentiels, selon la proposition d'HQP (mai 2016)**



<sup>38</sup> *Id.*, p. 7, réponse 2.1.

### 4.3 Effets dissuasifs

Le principe est bien établi selon lequel les tarifs de compensation d'écarts de réception doivent éviter de créer des occasions d'arbitrage qui favoriseraient le non-respect des programmes, sans imposer des pénalités déraisonnables.

Nous avons appris dans ce dossier qu'il n'y a qu'un seul client de point à point du Transporteur qui est affecté par les Annexes 4 et 5, soit BRTM<sup>39</sup>, un exportateur. Ses écarts positifs — qui ont lieu lorsque la quantité d'énergie livrée est plus élevée que la quantité programmée — sont de loin plus importants que ses écarts négatifs. Pour cette raison, cette discussion mettra l'accent sur le traitement des écarts positifs de réception.

Selon le rapport d'expert de M. Marshall<sup>40</sup>, BRTM n'exerce que peu de contrôle sur les apports d'eau qui arrive à ses équipements de production. Un écart positif a donc lieu lorsqu'il sous-estime la quantité d'eau qui arrive. Toutefois, il a la capacité de modifier son programme jusqu'à moins qu'une heure avant l'heure de livraison<sup>41</sup>.

Prenons un cas où il apprend que l'apport d'eau sera plus élevé que prévu. En présumant qu'il dispose de la capacité de transport nécessaire pour livrer cette puissance additionnelle aux marchés externes, il aura néanmoins un choix : modifier son programme et vendre de l'énergie, ne pas modifier le programme et déverser l'eau (à perte), ou produire de l'énergie et la livrer au Transporteur à titre d'écart positif.

En termes de conception des tarifs, il est important, comme le suggère HQP, de ne pas créer une situation où cette troisième option est le plus rentable pour le client de transport. Cela serait le cas, notamment, si la compensation pour les écarts positifs de réception était significativement plus élevée que les prix disponibles dans les marchés. La preuve d'HQP suggère que c'est souvent le cas, mais n'en fait pas une démonstration convaincante. Regardons donc de plus près les données.

Commençons avec l'heure regardée au début ci-haut, soit le 18 mai 2016 à midi. Le Tableau 7 indique les prix dans les trois marchés, dont le plus intéressant pour BRTM (le plus élevé) serait

---

<sup>39</sup> La question de l'applicabilité des écarts de réception à HQP comme client de point à point n'a pas encore trouvé de réponse ; [B-0047](#), pages 13 et 14, réponse 6.1.

<sup>40</sup> [C-BRTM-0019](#).

<sup>41</sup> Cette discussion fait abstraction des autres explications mentionnées dans le rapport d'expert de Marshall.



celui de la New-England, à 26,08\$/MWh. Toutefois, selon HQP, BRTM ne peut vendre son énergie en NE sans payer le tarif HQT et le frais d'entrée de NE, soit 15,92\$/MWh. Ainsi, son revenu net d'une telle vente ne serait que de 10,16\$. C'est quand même le meilleur prix parmi les trois marchés, tel que l'indique le Tableau 15, tiré des réponses d'HQP<sup>42</sup>.

**Tableau 15. Prix de vente disponible aux marchés externes, le 18 mai 2016 à 12h (selon HQP)**

Si client vendait sur les marchés
RT - (frais & transport)
$17,70 - 8,46 = 8,24 \$$
$26,08 - 15,99 = 10,09 \$$
$13,56 - 8,23 = 5,33 \$$

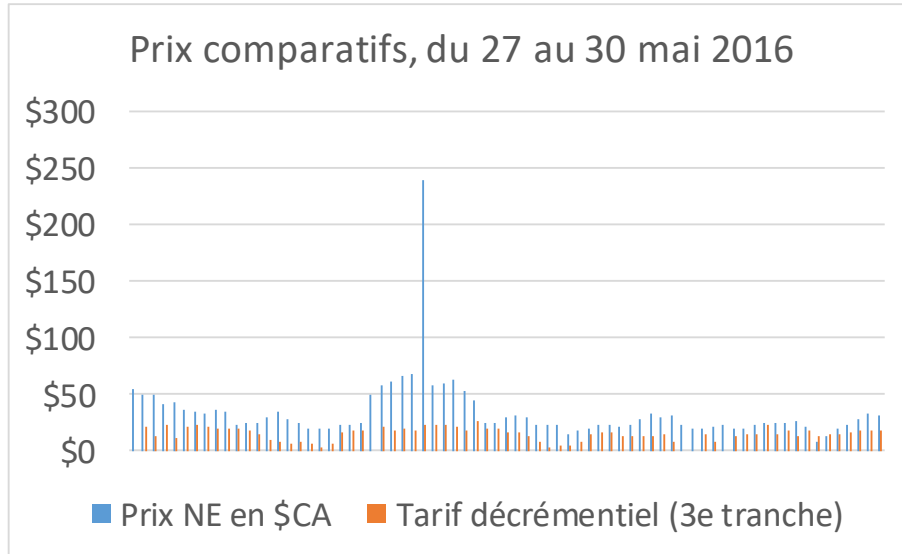
Ce prix est, effectivement, moins élevé que le tarif en vigueur pour la Tranche 2 (16,70\$/MWh) ou même la Tranche 3 (13,92\$/MWh), tel qu'on l'a vu au Tableau 9.

Toutefois, M. Marshall affirme que BRTM détient déjà des droits à long terme de transport vers la NE, et qu'il ne doit pas en payer pour vendre en Ontario. Ainsi, son coût à la marge pour le transport devient nul, et son revenu perdu à la marge devient le prix du marché, sans ajustement (26,08\$). Dans cette optique, la perception d'une occasion d'arbitrage disparaîtrait.

Si l'explication de M. Marshall s'avère fondée, mon analyse des données de marché fournies pour le mois de mai 2016 tend à appuyer cette conclusion. Sur les 565 heures au mois de mai 2016 où BRTM affiche des écarts positifs, la compensation fournie selon l'Annexe 4 en vigueur n'était plus élevée que les prix disponibles au marché de New-England que pendant 20 heures. La relation entre les deux valeurs est montrée au Graphique 3.

<sup>42</sup> B-0040, p. 47, Tableau R13.4A.

Graphique 3. Prix NE sans ajustement de transport vs Tarif décrémental (3<sup>e</sup> tranche) (mai 2016)



Ainsi, si l'explication de M. Marshall est retenue, les données de mai 2016 suggèrent qu'il n'existe effective pas d'incitatif à l'arbitrage.

## 5 Discussion

Les tarifs de compensation d'écarts de réception et de livraison (les Annexes 4 et 5 aux Tarifs et conditions) représentent un défi réglementaire bien particulier. D'une part, ils font partie d'un tarif *open access* d'application générale, qui dépend pour plusieurs aspects du cadre réglementaire mis en place aux États-Unis par la FERC, caractérisé par un tarif *pro forma* établi d'abord dans son Ord. 888 et révisé selon les Ords. 890 et al.

Toutefois, dans le contexte bien particulier du Québec, l'Annexe 5 ne trouve pas d'application, et l'Annexe 4 s'applique en fait à un seul client de transport, BRTM. Ainsi, son libellé n'affecte directement que deux parties : BRTM et l'entité appelée à fournir ou absorber ces écarts, HQP — qui est, de surcroît, un concurrent de BRTM et un affilié du Transporteur.

Or, ni l'une ni l'autre de ces deux entités (BRTM et HQP) n'est satisfaite de l'Annexe 4 présentement en vigueur. Ils ont toutefois des recommandations divergentes sur la façon de l'améliorer. Dans un tel contexte, on peut voir comme bénéfique que le Transporteur ait décidé d'ouvrir le débat, mais d'attendre avant de se prononcer sur les pistes à suivre.

La Régie s'est prononcée sur plusieurs principes applicables aux Annexes 4 et 5 dans sa décision D-2009-015, et sur d'autres principes, ainsi que sur les libellés toujours en vigueur, dans D-2012-010. Toutefois, la Régie demeure libre de modifier ses choix, si elle juge que les circonstances le requièrent. Soulignons toutefois que personne ne semble remettre en question la structure fondamentale mise en place par la FERC, soit :

- Fixer des prix incrémentiel/décémentiel (prix de référence),
- Établir des pénalités croissantes avec l'ampleur de l'écart (retenues par le Transporteur afin de réduire les revenus requis supportés par d'autres utilisateurs du réseau), et
- Exempter les ressources intermittentes des pénalités les plus sévères, afin d'éviter de promouvoir le gaspillage des ressources énergétiques.

Le débat tourne donc principalement autour des prix de référence.

## 5.1 Le prix de référence

La décision de baser les prix de référence pour les Annexes 4 et 5 sur les prix des marchés externes vient de la décision D-2009-015<sup>43</sup>. Rappelons qu'au départ, HQT avait proposé un prix de référence fixe et élevé (11,25 ¢/kWh) pour les écarts négatifs, et un prix fixe et bas (3,75 ¢/kWh) pour les écarts positifs. La Régie trouvait que cela aurait pu créer des occasions d'arbitrage et a plutôt choisi de baser le prix de référence sur les prix des marchés limitrophes, ajusté des coûts de transport, sans préciser comment.

Quant à la détermination du prix du premier palier, la Régie partage l'avis d'EBMI à l'effet qu'un prix fixe comme celui proposé par le Transporteur peut créer des opportunités d'arbitrage en achat ou vente, selon les prix réels du marché. La Régie croit que cela pourrait inciter à un comportement contraire à celui recherché.

La Régie considère que l'utilisation d'un prix de marché satisfait l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée des coûts de transport<sup>44</sup>. (*nos soulignés et caractères gras*)

La détermination précise de ces modalités a été fixée en D-2012-010. Toutefois, la prémisse de base que le prix de référence doit être différent, selon qu'il s'agit d'un écart positif ou négatif n'a

---

<sup>43</sup> Préc., note 2.

<sup>44</sup> *Id.*, p. 111.

pas été remise en question. Or, cette prémisse repose sur une autre — entièrement fictive — qu'un écart de réception (positif ou négatif) implique inévitablement une transaction avec les marchés externes. Cette prémisse devient encore plus invraisemblable lorsqu'on réalise que le fournisseur de ce service (HQP), n'apprend l'existence d'un écart que longtemps après l'événement en question.

Prenons un cas fictif où BRTM fait un écart positif de 2 MW durant une heure donnée, et un écart négatif de même ampleur dans l'heure suivante. Doit-on réellement croire qu'HQP aurait fait un achat de 2 MW auprès des marchés avoisinants dans la première heure, et une vente équivalente dans l'heure d'après? Évidemment pas. En temps réel, HQP ne constate probablement que le va-et-vient de la charge dans la région où la ressource de production s'injecte. Il n'apprendra l'existence des écarts et de leur ampleur que bien plus tard.

Cela implique que les véritables échanges d'énergie provoqués par les écarts de réception se font *à l'intérieur de la zone de contrôle du Québec*. L'énergie fournie ou absorbée provient de ou s'ajoute à « l'inventaire » d'HQP, détenu dans ses réservoirs.

Cette façon de voir les échanges d'énergie en lien avec les écarts de réception remet en question la notion qu'il doit y avoir des prix de référence distincts pour les écarts positifs et négatifs — notion qui a coloré ce débat depuis son début en R-3401-98 et qui représente en fait la différence la plus importante de l'application de ce tarif entre le Québec et les États-Unis. Rappelons que, selon le modèle FERC qui est à la base de ce tarif, c'est le *prix horaire du marché local* qui se reflète, tant dans le prix incrémentiel qu'au prix décrementiel. Par ailleurs, tout laisse croire que, pour une heure et un endroit donné, le prix sera sensiblement le même, en vente ou en achat. C'est précisément parce qu'il n'existe pas un marché local de l'énergie de court terme au Québec qu'on a entrepris de faire une gymnastique compliquée avec les prix des marchés externes et les coûts de transport respectifs.

Le libellé du *pro forma* est très précis :

For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable.

Ainsi, la FERC définit les prix incrémentiel et décrementiel précisément de la même façon, suggérant que, sauf exception, ce serait un seul et unique prix.

Dans le dossier R-3669-2008, en phase 2, William K. Marshall, l'expert pour Brookfield (« EBMI ») avait proposé une approche qui ressemble plus à celle du *pro forma*, se basant sur les prix des dernières transactions externes d'HQP (en import ou en export). Toutefois, la Régie ne l'a pas retenue dans la décision D-2012-010, le considérant trop complexe. Elle a donc retenu l'approche proposée par le Transporteur, avec des prix de référence différents « selon que le fournisseur achète ou vend de l'énergie », tel qu'on le constate dans cet extrait :

395. La Régie juge que les prix de référence proposés par le Transporteur, lesquels diffèrent selon que le fournisseur achète ou vend l'énergie, reflètent de manière satisfaisante les prix horaires accessibles dans les marchés limitrophes. Ces prix offrent, dans le contexte prévalant au Québec, une base raisonnable pour établir la compensation du fournisseur. Il s'agit également de données publiques, connues des clients et facilement vérifiables.

396. La Régie ne retient pas l'alternative proposée par l'expert Marshall comprenant un prix de référence horaire basé sur celui auquel les 10 derniers MW seraient réputés être acquis ou vendus par Hydro-Québec sur les marchés limitrophes, en fonction de la situation nette d'importation ou d'exportation. Cette approche ajouterait un niveau de complexité dans son application que la Régie, eu égard aux objectifs visés, ne juge pas requis.

**397. En conséquence, la Régie accepte l'utilisation des prix horaires sur les marchés limitrophes proposée par le Transporteur et approuve la tarification proposée pour les écarts du premier palier.** La Régie est d'avis que cette formule satisfait aux exigences de la décision D-2009-015. (nos soulignés)

Les avantages et inconvénients de fixer un prix unique qui varie dans le temps en fonction des variations de prix des marchés externes n'ont apparemment pas été étudiés.

Si le Québec n'avait d'interconnexion qu'avec un seul marché externe — ce qui est le cas avec les provinces atlantiques (le marché NE), par exemple — la question serait plus simple, un seul et unique marché externe entraînant un seul et unique prix de marché chaque heure. Dans un tel cas, on aurait pu simplement prendre le prix du marché américain à la frontière comme proxy pour le marché local, afin de l'utiliser tant comme prix incrémentiel que décrementiel.

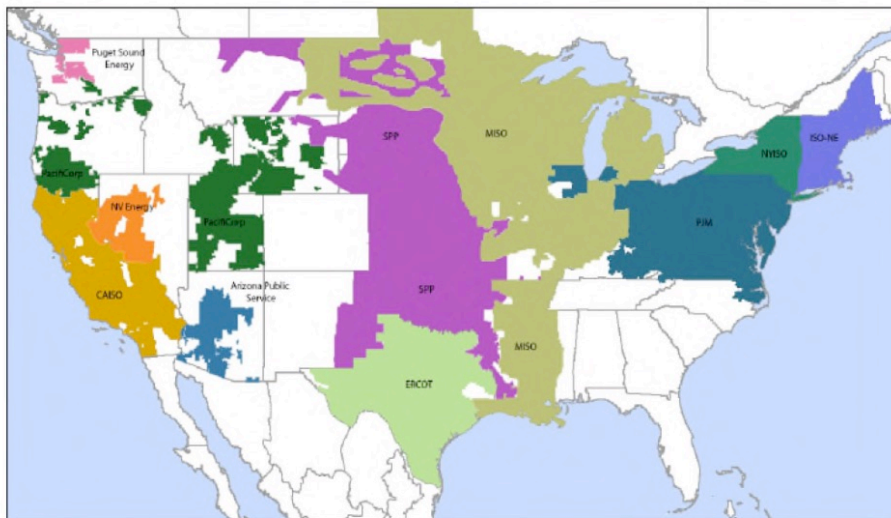
Toutefois, avoir le luxe de pouvoir accéder à trois marchés horaires distincts nous oblige aussi à reconnaître qu'aucun d'eux ne représente *vraiment* la valeur de l'énergie horaire au Québec. Ces trois valeurs doivent agir, ensemble, comme des proxy pour un marché qui n'existe pas.

Il existe fondamentalement deux modèles de marchés de court terme. Selon le modèle le plus simple, il y a un prix horaire (ou sous-horaire) qui s'applique partout dans une zone de contrôle. Le HOEP d'Ontario est un exemple de ce type de marché. D'autre part, dans les marchés

« organisés » américains comme les ISO et le RTO (dont le NYISO et le ISO-NE), un prix horaire (ou sous-horaire) est calculé pour chaque *node* du réseau, selon la méthode du *Location Based Marginal Pricing* (LBMP), qui tient compte de l'ensemble des contraintes de transport qui s'applique à ce point. Dans les deux cas, il y a un seul et unique prix de marché qui s'applique à un endroit et une heure donnée, et c'est ce prix-là qui sert comme « prix de référence », c'est-à-dire à la fois comme prix incrémentiel et comme prix décrementiel.

La Figure 8 du rapport de M. Marshall<sup>45</sup>, reproduit ici, démontre que les marchés d'électricité d'une grande partie des États-Unis — dont tous les marchés accessibles du Québec — sont opérés selon ce principe de LBMP.

**Graphique 4. North American LMP Markets in Early 2017**



Au Québec, nous avons pris l'habitude d'utiliser les trois marchés mentionnés comme proxy pour un marché québécois de court terme. Toutefois, il n'existe aucun mécanisme qui permet à ces trois prix distincts d'interagir entre eux, en tenant compte des contraintes de transport qui limitent les échanges entre les trois marchés, comme ce serait le cas dans un marché organisé selon les principes LBMP.

Pour compenser cette lacune d'intégration au « marché québécois », on a aussi pris l'habitude de présumer que, lorsqu'on achète, c'est le prix le plus bas entre les trois qui représente le « prix de

<sup>45</sup> C-EBM-001, page 32 (p. 33 du PDF).

marché » et, *mutatis mutandis*, lorsqu'on en vend, c'est le prix le plus haut. Il ne faut toutefois pas confondre cette convention avec une réalité économique lorsqu'il n'y a pas de transaction en import ou en export qui en découle.

## 5.2 Le rôle d'HQP

HQP joue un rôle unique dans la gestion en temps réel du réseau québécois, ce qui fait en sorte qu'il semble être la seule entité capable de fournir le service de compensation d'écart de réception et de livraison :

À la connaissance du Transporteur, il n'existe aucun autre producteur, situé dans la zone de réglage du Transporteur, qui dispose de la capacité de production requise pour absorber en tout temps les écarts de réception et de livraison pouvant être générés par les utilisateurs du réseau. De plus, si un tel autre producteur disposait de la capacité de production requise, celle-ci devrait être assujettie au système de régulation fréquence-puissance du Transporteur, afin que les ajustements de production requis soient effectués automatiquement. En outre, cette capacité de production devrait être en tout temps disponible, les groupes turbines alternateurs étant toujours synchronisés au réseau du Transporteur, excluant ainsi toute synchronisation permanente ou temporaire à des zones de réglage voisines.<sup>46</sup>

En fait, HQP ne peut éviter de jouer ce rôle, étant l'entité unique qui, en collaboration étroite avec le Transporteur, réagit en temps réel pour équilibrer l'offre et la demande en électricité au Québec, gérant ainsi la tension et la fréquence du réseau. Autrement dit, il s'agit du partenaire d'HQT dans le maintien de la fiabilité au Québec.

Par exemple, HQP est identifié (« entre autres ») dans le modèle de fiabilité québécois comme l'« Opérateur du marché de l'énergie », et la Direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau d'HQT y est identifiée (entre plusieurs autres rôles) comme « Exploitant des installations de production »<sup>47</sup>. Il n'est pas clair comment HQP est compensé pour jouer ce rôle, ni comment ont été fixé les frais pour d'autres services auxiliaires, comme par exemple le service de maintien de la tension et de la fréquence (Annexes 2 et 3). Tout comme le service de compensation d'écarts de réception et de livraison, ces autres services sont nécessairement fournis par HQP, qui ne peut éviter de le faire sans abdiquer son rôle fondamental dans l'opération du réseau intégré d'électricité au Québec. Il faut présumer que, étant donné qu'il

<sup>46</sup> B-0047, préc., note 28, p. 7, réponse 2.1.

<sup>47</sup> Hydro-Québec, Coordinateur de la fiabilité au Québec, Info-fiabilité no 6, <https://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/info-fiabilite/evolution-nerc.html>.

s'agit de service de nature monopolistique, sa compensation est gouvernée par des principes d'équité et donc selon les coûts, en évitant tout abus et toute apparence d'abus d'un pouvoir monopolistique.

Étant donné que, en réalité, tous les échanges d'énergie en vertu de l'Annexe 4 se font avec HQP comme contrepartie implicite, une autre façon de poser la question est : à quel prix HQP serait-il indifférent s'il vend ou achète un MWh? Cette question névralgique nous renvoie vers une autre : quelle est la valeur à la marge, pour HQP, de son dernier MWh stocké ou produit ?

Il serait surprenant que HQP n'ait pas, à l'interne, un indicateur de cette valeur qu'il utilise pour ses propres décisions opérationnelles. Il s'agit probablement d'une valeur qui varie dans le temps, en fonction (au moins en partie) des variations de prix dans les différents marchés externes.

Il est, j'admets, peu probable qu'HQP accepte de dévoiler publiquement ce chiffre, ou sa formule pour le fixer. Cela dit, il semble logique de croire que, en faisant abstraction du problème de confidentialité, HQP n'aurait pas d'objection à l'utilisation de cette valeur comme prix de référence tant pour les écarts positifs que négatifs, sans ajustement pour les frais de transport vers ou à partir des marchés externes, étant donné qu'elle représenterait la véritable valeur, pour lui, de cette énergie fournie ou reçue.

Le rôle d'HQP décrit ici ressemble à celui d'un « teneur de marché (*market maker*) » dans une bourse de capital-actions, qui agit comme contrepartie tant d'acheteurs que de vendeurs pour une valeur mobile donnée, tout en garantissant que le *spread* entre les prix achat-vente reste à l'intérieur d'une fourche prédéterminée<sup>48</sup>.

Or, si on accepte qu'HQP est en fait la contrepartie de toutes les transactions découlant de l'application de l'Annexe 4, les questions deviennent beaucoup plus simples :

- Les frais de transport de ou vers les marchés avoisinants ne sont plus pertinents;
- Les prix incrémentiel et décrémental deviennent identiques, pour une heure donnée — ou, à la limite, défini comme une petite fourchette autour d'une valeur unique.

Comment peut-on déterminer cette valeur? En l'absence d'une proposition d'HQP, on peut concevoir différentes façons de la dériver des prix des trois marchés avoisinants. Aux fins de promouvoir des discussions ultérieures, j'avancerai comme suggestion préliminaire de simplement

---

<sup>48</sup> Voir par exemple une explication de ce rôle par la Bourse des valeurs canadiennes : <https://thebse.com/fr/services/devenir-un-teneur-de-marche/programme-preneur-de-marche>



fixer la moyenne des prix des trois marchés comme prix de référence horaire, *sans ajustement des frais de transport*.

Il importe de souligner qu'il s'agit d'un début de réflexion et non pas d'une recommandation ferme. La contribution des points de vue des deux parties directement concernés (HQP et BRTM) — selon l'hypothèse d'un seul et unique prix incrémentiel/décrementiel à chaque moment — y est évidemment essentielle.

### **5.3 Les ressources intermittentes et les déviations intentionnelles**

Tel que mentionné plus haut, la preuve d'HQP semble suggérer que celui-ci considère que certains écarts de réceptions occasionnés par BRTM étaient intentionnels.

En réponse à une DDR du RNCREQ, le Transporteur indique qu'il n'a entrepris aucune démarche afin de déterminer si la FERC s'est déjà saisie des problématiques similaires à celle qui est soulevée ici, soit celle de clients qui négligeraient de faire les efforts nécessaires pour minimiser leurs écarts de livraison et de réception<sup>49</sup>.

Toutefois, en réponse à une DDR de la Régie, il cite des passages des Ordonnances 890-B, 764 et 764-A qu'il juge pertinents. Notamment, il cite l'ordonnance 764 : « [i]f a public utility transmission provider believes it necessary to address intentional deviations, it may propose revisions to Schedule 9 generator imbalance service ... »<sup>50</sup>.

Ce passage de l'ord. 764 fait référence au para. 676 de l'ordonnance 890, qui se lit comme suit :

676. The Commission recognizes the need to provide transmission customers with the appropriate incentives not to intentionally dump power on the system or lean on other generation. We do not believe, however, that separate penalties for intentional deviations need to be generically imposed in the pro forma OATT. The tiered imbalance penalties adopted in this Final Rule generally provide a sufficient incentive not to engage in such behavior. Proposals to assess additional penalties for intentional deviations will continue to be considered on a case-by-case basis, subject to a showing that they are necessary under the circumstances. We note that any such tariff provisions must include clearly defined processes for identifying intentional deviations and the associated penalties.

---

<sup>49</sup> *Id.*, réponse 7.5.

<sup>50</sup> R-4096-2019, [B-0040](#), HQT-10, doc. 1.1, p. 40, réponse 12.1.

La FERC se dit donc ouverte à l'imposition de pénalités additionnelles dans le cas de déviations intentionnelles, lorsque les circonstances le justifient. Elle souligne toutefois l'importance d'un processus clairement défini pour identifier les déviations intentionnelles et les pénalités qui y sont associées.

Au présent dossier, HQP propose une modification généralisée et permanente des *Tarifs et conditions* d'HQT afin de répondre à sa perception qu'un seul client aurait, dans certains cas précis, procédé à des déviations intentionnelles. Or, même si ces allégations étaient vraies, la solution proposée ne suit pas l'approche retenue par la FERC, qui prévoit l'application de pénalités spécifiques à de tels cas, selon un processus clairement défini. Cela suggère que, si la problématique décrite par HQP s'avère réelle, la solution préférable serait d'ajouter une pénalité additionnelle qui s'appliquerait uniquement aux cas visés, plutôt que de modifier la définition des prix incrémentiel/décrémentiel et qui affecterait toute transaction faisant appel au service d'écart de réception.

Le seul cas à ma connaissance où la FERC aurait arbitré une proposition touchant des déviations intentionnelles est celui de la proposition faite par le *Public Service Company of Colorado* (« PSCo ») en 2016. PSCo proposait de modifier le calcul de pénalités pour tenir compte des heures où le prix de marché serait négatif — une situation qui existait pendant quelques heures chaque année, due surtout à la présence d'une quantité importante de production éolienne, faisant parfois en sorte que la production dépassait la demande. Lorsque le prix incrémentiel ou décrémentiel est négatif, les pénalités prévues selon l'Ord. 890 augmentent les revenus du client de transport plutôt que de les diminuer. Pour éviter cet effet dissuasif sur le respect des programmes, PSCo proposait plutôt de baser les pénalités sur la valeur absolue de l'écart<sup>51</sup>.

Pour répondre à cette situation, PSCo propose de séparer le tarif d'écart en deux portions — une pour l'énergie et l'autre pour la pénalité. La charge pour l'énergie serait calculée selon le prix du marché, qui pourrait parfois être négatif. La pénalité, par contre, serait basée sur la valeur absolue de la charge pour l'énergie, et représenterait donc toujours une réduction des revenus du client, plutôt qu'une augmentation<sup>52</sup>.

La FERC a approuvé cette approche innovatrice, en déclarant qu'elle respecte les trois conditions énoncées à l'Ord. 890 et qu'elle est cohérente avec l'OATT *pro forma* ou *surpasse celle-ci*. Les trois conditions sont :

---

<sup>51</sup> 157 FERC ¶ 61,157, par. 8.

<sup>52</sup> *Id.*, para. 13.

- « (1) the charges must be based on incremental cost or some multiple thereof;
- (2) the charges must provide an incentive for accurate scheduling, such as by increasing the percentage of the adder above (and below) incremental cost as the deviations become larger; and
- (3) the provisions must account for the special circumstances presented by intermittent generators and their limited ability to precisely forecast or control generation levels, such as waiving the more punitive adders associated with higher deviations »<sup>53</sup>.

Quoique le contexte soit différent, ce dossier illustre comment la FERC est guidée par les trois principes ainsi que la notion de « cohérent avec ou supérieur à » le *pro forma* de l'Ord. 890. On constate que, lorsque des faits uniques se présentent, celle-ci s'efforce de trouver une solution qui respecte les principes de base qui gouvernent les tarifs d'écarts de réception et de livraison dans le cadre de tarifs d'accès ouvert.

S'il est confirmé que le tarif ne fournit pas des incitatifs adéquats pour le respect des programmes, l'approche retenue par la FERC serait donc probablement d'augmenter les pénalités, par exemple en rajoutant une tranche additionnelle, toujours en respectant l'exemption des ressources intermittentes. Rien ne suggère que la FERC accepterait une solution basée sur la manipulation de la définition des prix incrémentiel et décrémental, qui aura l'effet de pénaliser l'ensemble des utilisateurs du tarif.

Soulignons que HQP ne demande aucune modification du libellé des Annexes 4 et 5 qui concerne les énergies intermittentes. À la fin du 3<sup>e</sup> paragraphe de chacune des deux Annexes, à la fin de la phrase qui énonce une pénalité de 25 % pour la troisième bande (pour les écarts d'au-delà de  $\pm 7,5$  %, ou de 10 MW), on lit que cette pénalité s'applique :

« sauf qu'une ressource intermittente sera exemptée des frais de la tranche 3 et paiera les frais applicables à la tranche 2 pour tous les écarts dépassant ceux de la tranche 1. Pour les fins de la présente annexe, une ressource intermittente est un groupe de production d'électricité qui ne peut faire l'objet d'une répartition, qui ne peut emmagasiner sa source de carburant et qui, par conséquent, ne peut réagir aux variations de la charge du réseau ni aux contraintes liées à la sécurité du transport ».

Ce passage est peut-être plus clair dans la version anglaise (qui reproduit le libellé de la FERC) :

« except that intermittent resources shall be exempt from the Band 3 charge and shall pay the Band 2 charge for all deviations exceeding Band 1. For the purposes of this Schedule, an intermittent resource is an electricity generating unit with non-dispatchable output, driven by a non-storable source of energy and which thus cannot

---

<sup>53</sup> Order No. 890, at P663.

respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints ». (nos soulignés)

Cette définition était proposée par la FERC dans sa *Notice of Proposed Rulemaking (NOPR)* à l'égard de ressources intermittentes en 2005<sup>54</sup>, et retenue sans modification dans son Ord. 890.

Une centrale hydraulique avec réservoir n'est évidemment pas une ressource intermittente, selon cette définition, mais une centrale hydraulique au fil de l'eau l'est.

« 292. We agree with EEI and AMP-Ohio that the definition of intermittent resources includes run-of-river hydroelectric units that do not store water used to generate electricity, i.e., for which instantaneous inflow equals instantaneous outflow. Hydroelectric units using storage, however, are not intermittent resources within the meaning of Schedule 9 of the pro forma OATT. The ability of those units to schedule their output is not as limited as intermittent resources ».<sup>55</sup>

Toutefois, la distinction entre une centrale hydraulique avec réservoir et une centrale au fil de l'eau n'est pas aussi clair et net qu'il n'y paraît. Dépendant des caractéristiques précises des centrales de BRTM qui contribuent aux phénomènes étudiés ici, il y aura peut-être lieu de s'interroger de l'ampleur de leurs capacités d'entreposage respectives, et donc du degré auquel elles peuvent « respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints ».

Si une centrale ne peut que choisir entre produire ou déverser, elle serait probablement considérée par la FERC comme une centrale avec *non-dispatchable output*. Des ressources intermittentes comme des centrales éoliennes ou solaires peuvent aussi arrêter de produire, tout en perdant la capacité de récupérer l'énergie non produite. Ainsi, le déversement est l'équivalent du *curtailment*, qui implique nécessairement le gaspillage d'une ressource énergétique. La NOPR de 2005 laisse comprendre qu'un des objectifs principaux de cette exemption est d'éviter de provoquer un tel gaspillage énergétique — son intérêt est plutôt de s'assurer que, dans la mesure du possible, les transporteurs aient des informations les plus précises possible sur la production de ces ressources, par le biais des mises à jour les plus précises possible de leurs programmes. Cela suggère que, si l'alternative à l'écart de réception avait été le déversement (plutôt que l'entreposage) de l'eau excédentaire, l'intention de la FERC était de permettre l'écart, avec une pénalité d'au maximum 10 %.

---

<sup>54</sup> FERC, Docket RM05-10-000, Notice of Proposed Rulemaking, Imbalance Provisions for Intermittent Resources Assessing the State of Wind Energy in Wholesale Electricity Markets (April 14, 2005), page 52. Ce processus a été rendu caduc par l'Ord. 890, et donc suspendu.

<sup>55</sup> FERC, Order 890-A.

« 666. Several commenters argue that the Commission should adopt a standard definition of intermittent resource. In order to clarify application of imbalance charges, we define an intermittent resource for this limited purpose as “an electric generator that is not dispatchable and cannot store its fuel source and therefore cannot respond to changes in system demand or respond to transmission security constraints.”<sup>395</sup> We conclude that this definition of intermittent resource properly limits the exemption from imbalance charges, without excluding certain classes of intermittent generators for which the exemption is appropriate (e.g., non-weather driven intermittent resources) ».<sup>56</sup>

Étant donné la place importante qu’occupe la production hydroélectrique au Québec et la grande variété qui existe d’une centrale à l’autre en termes de stockage et de contraintes opérationnelles, il serait utile que la Régie se prononce éventuellement sur les critères précis qui gouvernent l’application de cette exemption à cette filière.

## 6 Recommandations

À la lumière de ce qui précède, je formule les recommandations suivantes à l’égard des Annexes 4 et 5 :

1. Reformuler les définitions des prix incrémentiel et décrémentiels afin que :
  - a. **ils soient toujours égaux l’un à l’autre.** Cela permettra d’éviter la fiction qu’un écart de réception mène inévitablement à une transaction sur un des marchés avoisinants, et agira plutôt comme un proxy d’un marché horaire (un *balancing market*) québécois. Cela s’arrimera mieux avec la pratique dans les juridictions avoisinantes et permettra de respecter le principe que les petits écarts (la 1<sup>re</sup> tranche) seront résorbés sans pénalité, ce qui favoriserait le respect des programmes;
  - b. **ils soient moins volatiles et plus prévisibles, en les fixant à un prix (ou une formule de prix) qui n’incitera les déviations dans un sens ou dans l’autre.** Pour ce faire, il serait important d’entendre le fournisseur du service (HQP) sur l’établissement d’un prix (unique ou variable) auquel il serait à l’aise tant de fournir de l’énergie que de la recevoir.
  - c. Si, après avoir entendu HQP sur ce point, la Régie considère qu’il est souhaitable de maintenir le principe établi en D-2009-015 de fixer ces prix en fonction des prix des marchés externes, **je la recommande de considérer les variantes suivantes**, dont chacune favoriserait le principe énoncé au point antérieur :

---

<sup>56</sup> Ord. 890.

- i. fixer ces prix en fonction de **la moyenne des trois marchés**, sans ajustement pour les prix de transport ou d'accès;
  - ii. les fixer **en fonction du prix DAM** plutôt que les prix en temps réel, afin d'en réduire la volatilité et l'imprévisibilité<sup>57</sup>;
  - iii. les fixer **selon une moyenne mobile**, sur une période à déterminer, des prix DAM.
2. Si, après avoir entendu les parties concernées, la Régie se sent préoccupé par la possibilité de déviations intentionnelles, elle réfléchisse sur la possibilité de rajouter une 4<sup>e</sup> tranche, avec un seuil et une pénalité encore plus élevés, applicables dans le cadre d'un processus clairement défini permettant d'identifier ce qui constitue une déviation intentionnelle.
3. La Régie s'interroge, étant donné l'importance de la production hydraulique au Québec, sur les critères à appliquer à l'égard de l'application de l'exemption aux ressources intermittentes à des centrales hydroélectriques au fil de l'eau.

---

<sup>57</sup> Le IESO n'a pas un Day Ahead Market mais est en train d'en établir un. Pour le progrès de cette initiative, voir <http://www.ieso.ca/en/Market-Renewal/Stakeholder-Engagements/Market-Renewal-Day-Ahead-Market> .