

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL**

Demande relative à la modification des tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2009

NO : R-3669-2008, Phase 2

Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C.,

Intervenante

**PLAN D'ARGUMENTATION
DE ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C.
(« EBM »)
ANNEXES 4 ET 5**

TABLE DES MATIÈRES

I.	INTRODUCTION	3
II.	LA DÉCISION D-2009-015	3
III.	LA FORMULE PROPOSÉE PAR EBM.....	6
A)	L'approche retenue par la Régie	6
B)	Les principes développés par la FERC	7
C)	Description de la formule d'EBM	11
IV.	CRITIQUE DE LA FORMULE DU TRANSPORTEUR.....	18
A)	Inclusion de prix fixes au lieu de prix de marchés.....	18
B)	La formule de prix de HQT inclut une double pénalité	20
D)	La formule de prix proposée par HQT est extrêmement punitive.....	22
E)	L'offre du producteur est imposée, non vérifiée et non vérifiable.....	22
F)	L'absence de preuve quant à la valeur de l'eau emmagasinée dans les réservoirs .	23
G)	Une analyse en fonction des données de 2008	27
H)	Deux définitions pour le prix incrémentiel et décrémental	28
I)	L'offre du producteur révisable à sa discrétion.....	28
V.	RÉPONSE À L'ARGUMENTATION DU TRANSPORTEUR	30
A)	« Buy high sell low ».....	30
B)	Le rapport de monsieur Marshall.....	32
C)	La question de l'arbitrage	32
D)	La question de la fiabilité.....	38
VI.	CONCLUSION.....	39

I. INTRODUCTION

1. En date du 5 mars 2009, la Régie rendait sa décision partielle phase 1 dans le cadre du présent dossier tarifaire, la décision D-2009-015¹;
2. En phase 1, la Régie avait analysé les tenants et aboutissants du service de compensation d'écart de réception et de livraison soit les annexes 4 et 5 des Tarifs;
3. Après avoir décidé sur l'ensemble des sujets portant sur le service de compensation d'écart de réception et de livraison, la Régie demandait au Transporteur de déposer pour examen, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, une proposition quant aux modalités d'application et d'implantation de l'approche retenue;
4. Nous soumettons que l'approche proposée par le Transporteur dans le cadre de la phase 2 du présent dossier est de tenter de refaire ce qui a déjà été fait et de revenir sur ce qui a pourtant été décidé par la Régie dans le cadre de la décision D-2009-015;
5. Aussi, nous entendons démontrer que l'offre proposée par EBM rencontre tant les prescriptions de la décision D-2009-015 que les principes applicables de la FERC relatifs aux écarts de réception et de livraison;
6. Nous verrons également que la formule proposée par le Transporteur ne rencontre pas ces mêmes exigences et que malgré les instructions claires de la Régie (D-2009-015), la formule proposée par le Transporteur ne réfère toujours pas à de véritables prix de marché et demeure punitive tout comme l'était celle proposée en phase 1, qui fut rejetée par la Régie;

II. LA DÉCISION D-2009-015

7. Nous croyons utile de revenir sur certains des éléments qui ont été décidés en phase 1 relativement aux services de compensation d'écart de réception;
8. Tout d'abord, au sujet des centrales assujetties, la Régie indiquait dans sa décision D-2009-015 ce qui suit relativement à EBM :

« En ce qui concerne EBMI, le Transporteur est en mesure de distinguer les circonstances où celle-ci doit être traitée comme un client du service de point à point du Transporteur de celles où elle doit être traitée comme un réseau voisin. La Régie est d'avis que tous les clients du service de transport doivent être soumis aux mêmes modalités relativement au service complémentaire de compensation d'écart de réception, lorsqu'applicables. Ainsi, les modalités s'appliquent à EBMI lorsque le Transporteur est en mesure de déterminer qu'elle est responsable de l'écart observé. »
9. Il y a lieu de rappeler qu'en phase 1, le Transporteur demandait d'assujettir ce service d'écart de réception aux centrales situées dans sa zone de contrôle ainsi qu'aux centrales situées hors de sa zone de contrôle mais qui seraient synchronisées à son réseau;

¹ Décision D-2009-015, pp. 106-107 (Onglet #1).

10. En phase 1, la Régie avait considéré que le sujet n'avait pas été traité de façon assez approfondie pour lui permettre d'effectuer les modifications proposées par le Transporteur;
11. En phase 2, sans véritablement fournir de preuve additionnelle à ce sujet, le Transporteur demande à nouveau cette modification;
12. Advenant que cette modification soit acceptée par la Régie, le Transporteur soumet que les centrales suivantes seraient donc assujetties² :
 - « a) dans la zone d'équilibrage du Transporteur :
 - i) Centrale d'Énergie La Lièvre SEC;
 - ii) Centrale de cogénération de Kruger inc.;
 - iii) Centrale des Churchill Falls (la **centrale Churchill Falls**) de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited;
 - b) hors de la zone d'équilibrage du Transporteur :
 - i) Centrale de Saunders;
 - ii) Centrale de la Chute-des-Chats; »
13. Cet assujettissement est également sous réserve du fait que le Coordonnateur de fiabilité du Transporteur pourrait également convenir d'une entente d'équilibrage comme l'entente convenue avec l'IESO³;
14. Outre ces centrales qui seraient assujetties, dans la décision D-2009-015, la Régie décidait comme suit relativement à l'application de ce service au Producteur :

« Enfin, quant à l'enjeu soulevé par EBMI relatif à l'application, aux transactions de point à point du Producteur, du service de compensation d'écart de réception et des pénalités qui y sont prévues, la Régie comprend, de la preuve au dossier, qu'en tant que seul fournisseur du Transporteur pour ce service, le Producteur est appelé à compenser, en temps réel, tout déséquilibre sur le réseau de ce dernier et qu'il ne peut, en conséquence, créer de tels écarts. »
15. Quant au Distributeur, le témoin du Transporteur, monsieur Clermont, mentionne que c'est l'annexe 8 des Tarifs qui s'applique lorsque ce dernier crée des écarts de réception et de livraison. Les annexes 4 et 5 ne s'appliquent donc pas au Distributeur⁴ :

« Alors, HQD quand il fait... HQD achetant un service de transport d'une source au Labrador est-il dans ce cas également assujetti au paiement de cet écart-là?

R. Dans le cas... les écarts de... l'Annexe qui s'applique aux services complémentaires pour le Distributeur c'est l'Annexe 8 des Tarifs et conditions puisque quand le Distributeur fait le QCRD ou achète de l'énergie de CF(L)Co pour alimenter la charge locale au

² Argumentation du Transporteur, para. 19.

³ Pièce C-12-5.

⁴ N.S. 8 février 2011, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Turmel, p. 74, l. 6 à l. 21.

Québec, il le fait en vertu de la Partie IV des Tarifs et conditions. Et, comme on l'a mentionné, les Annexes 4 et 5 s'appliquent à la Partie II des Tarifs et conditions. »

16. Il appert de ce qui précède qu'à l'heure actuelle, la seule entité véritablement impactée par la tarification de ce service d'écart de réception est EBM. Nous soumettons qu'il y aura lieu de considérer cet aspect lorsque nous aborderons la question de la tarification juste et raisonnable et l'importance de ne pas créer de situations qui pourraient avoir un effet discriminatoire, comme par exemple la possibilité d'avantager le Producteur dans l'établissement d'un coût de service;
17. Au niveau de la tarification des écarts de réception, la Régie a déjà établi dans sa décision D-2009-015 différents principes;
18. Tout d'abord, la Régie a indiqué que les objectifs du service de transport prévalaient également dans le cas du service de compensation d'écart de réception⁵ :

« Selon la Régie, les objectifs du service de transport sont, notamment, de permettre un accès ouvert et non discriminatoire à tous les clients et d'assurer un service de qualité et fiable aux usagers, tout en maintenant une tarification juste et raisonnable.

Les mêmes objectifs prévalent dans le cas du service de compensation d'écart de réception. Les modalités de ce service doivent, en conséquence, permettre un traitement équitable de toutes les parties concernées, lorsque des écarts de réception sont observés. »

(Nos soulignés)

19. La Régie a également considéré que la proposition du Transporteur comportait une double pénalité puisque le premier palier contenait déjà une composante dissuasive :

« 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. »

(Nos soulignés)

20. La Régie a également considéré que la tarification de ce service ne devait pas créer d'effets dissuasifs indus ni excessifs⁶ :

« 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. »

⁵ Décision D-2009-015, p. 110 (Onglet #1).

⁶ Décision D-2009-015, p. 111 (Onglet #1).

21. Finalement, la Régie après avoir entendu les représentations du Transporteur à l'effet que le « *Producteur doit toujours être prêt à absorber les écarts de réception* », la Régie a conclu que l'utilisation d'un prix de marché satisfaisait à l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur⁷ :

« 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. »

(Nos soulignés)

III. **LA FORMULE PROPOSÉE PAR EBM**

22. La section qui suit vise à décrire la formule de prix proposée par EBM et à expliquer en quoi cette formule est conforme aux principes développés par la FERC et conforme à l'approche retenue par la Régie;

A) **L'approche retenue par la Régie**

23. Tel que mentionné précédemment, dans le cadre de la Phase 1 de l'audience tarifaire du présent dossier, la Régie rendait sa décision D-2009-015 et concluait, à la page 111, que le prix de référence devait refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée des coûts de transport⁸ :

« La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée des coûts de transport.

[...]

La Régie demande au Transporteur de déposer pour examen, dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier, une proposition quant aux modalités d'application et d'implantation de l'approche retenue. »

(Nos soulignés)

24. La Régie a clairement décidé que l'utilisation d'un prix de marché en fonction des prix horaires sur les marchés limitrophes offrait une juste compensation au fournisseur du service de compensation des écarts de réception et de livraison⁹ :

« 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. »

25. Nous soumettons à la Régie que la formule de prix proposée par EBM, telle que décrite ci-dessous, respecte l'approche retenue par la Régie dans le cadre de la Phase 1 de l'audience tarifaire du présent dossier;

⁷ Décision D-2009-015, p. 111 (Onglet #1).

⁸ D-2009-015, p. 111 (Onglet #1).

⁹ D-2009-015, p. 111 (Onglet #1).

B) Les principes développés par la FERC

26. Dans son ordonnance 890, la FERC mentionne ce qui suit au niveau de la notion de « *Discriminatory pricing of imbalances* » au paragraphe 70¹⁰ :

« 70. (...) One significant reform proposed in the NOPR related to charges for imbalance energy. The Commission preliminarily found that the existing policies provide wide discretion in the development of these charges and hence the potential for undue discrimination. The Commission therefore proposed certain principles to remedy that potential and sought comment on whether a specific imbalance pricing method would be appropriate. »

27. Au paragraphe 72 de l'ordonnance 890, la FERC conclut :

« 72. The Commission agrees that imbalance charges should provide appropriate incentives to keep schedules accurate without being excessive. We also find that consistency in imbalance charges, both between and among energy and generator imbalances, is preferable to the wide variety of imbalance provisions in place today. All imbalances have the same net effect on the transmission system in that they require other generation to be ramped up or down to compensate for the imbalance. As such, the Commission adopts two pro forma OATT provisions (Schedule 4 for energy imbalances and Schedule 9 for generator imbalances) based on a tiered structure similar to the imbalance provision used by Bonneville, as described further below. Such an approach recognizes the link between escalating deviations and potential reliability impacts on the system while keeping imbalance charges closely related to incremental costs. »

(Nos soulignés)

28. Au paragraphe 634 de l'ordonnance 890, on peut lire :

« 634. In the NOPR, the Commission noted that the existing energy imbalance charges described in Order No. 2003 are the subject of significant concern and confusion in the industry. The Commission expressed concern about the variety of different methodologies used for determining imbalance charges and whether the level of the charges provides the proper incentive to keep schedules accurate without being excessive. »

(Nos soulignés)

29. La FERC a établi trois (3) principes de base en ce qui concerne l'établissement d'un tarif pour le service de compensation des écarts de réception et de livraison. Ces principes sont énoncés au paragraphe 635 de l'ordonnance 890 :

« 635. The Commission proposed to create new energy and generator imbalance schedules based on the following three principles: (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. »

(Nos soulignés)

¹⁰ Pièce B-73, HQT-5, document 1 (nous référons de façon générique à l'ordonnance 890 de la FERC).

30. À l'égard de ces principes, la FERC ajoute au paragraphe 663 de l'ordonnance 890:

« 663. In order to increase consistency among transmission providers in the application of imbalance charges, and to ensure that the level of the charges provides appropriate incentives to keep schedules accurate without being excessive, the Commission adopts in the pro forma OATT imbalance provisions similar to those implemented by Bonneville. We agree with commenters that a graduated bandwidth approach recognizes the link between escalating deviations and potential reliability impacts on the system. Furthermore, we conclude that these provisions adhere to the three principles discussed in the NOPR, which we also adopt here: (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. »

(Nos soulignés)

31. Plus particulièrement, en ce qui concerne la définition du coût incrémentiel et décrémental, la FERC conclut au paragraphe 687 :

« 687. The Commission concludes that it is appropriate to define incremental cost, for purposes of the tiered imbalance provisions adopted above, as the transmission provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched to supply the transmission provider's native load, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs, incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange power costs and taxes, as applicable. »

(Nos soulignés)

32. Dans le cadre de son ordonnance 890-A¹¹, la Commission a repris le « *Tiered Approach* » pour ce qui est des écarts de réception et de livraison;

33. Nous retenons de ce qui précède que le fait d'avoir des frais progressifs « *escalating deviations* » constitue l'élément dissuasif afin de s'assurer du respect des programmes dans l'objectif de limiter les impacts au niveau de la fiabilité du réseau;

34. La FERC confirme donc ce qui suit au paragraphe 271 de cette ordonnance 890-A:

« 271. (...) Use of the bandwidths adopted in Order No. 890, with the 2 MW and 10 MW minimums for the first and second penalty bands, appropriately links increased deviations and potential reliability impacts on the system while allowing increased tolerance to smaller customers.

¹¹ Pièce B-73, HQT-6, document 1 (nous référons de façon générique à l'ordonnance 890-A de la FERC).

35. Au sujet de la question des écarts intentionnels, nous notons ce qui suit au paragraphe 296:

« 296. The Commission declined in Order No. 890 to impose generic penalties in the pro forma OATT for intentional deviations, concluding that the tiered imbalance penalties generally provide a sufficient incentive not to engage in such behavior. »

(Nos soulignés)

36. À l'égard de la notion de la définition du coût incrémentiel, la FERC reprend au paragraphe 299, la notion du « *last 10 MW dispatched to supply the transmission provider's native load* » dont il est fait référence plus haut;

37. La FERC mentionne également ce qui suit au niveau des coûts d'opportunité au paragraphe 311 :

« 311. (...) We will therefore continue to consider proposals to include recovery of legitimate and verifiable opportunity costs on a case-by-case basis consistent with Commission precedent. Such proposals must clearly explain how opportunity costs would be determined and demonstrate that the recovery of opportunity costs would not lead to over-recovery of costs. (...) »

(Nos soulignés)

38. Par la suite, l'ordonnance 890-B de la FERC est venue modifier la définition du coût incrémentiel et décrémental de la façon suivante¹² :

« 43. In Order No. 890-A, the Commission granted rehearing of its decision to calculate incremental costs for the purpose of assessing imbalance charges based on the last 10 MW dispatched to supply the transmission provider's native load. The Commission determined that it is more reasonable to base imbalance charges on the actual cost to correct the imbalance, which may be different than the cost of serving native load. Accordingly, the Commission modified the definition to require transmission providers to use the cost of the last 10 MWs dispatched for any purpose, i.e., to serve native load, correct imbalances, or to make an off-system sale. »

(Nos soulignés)

39. Ce principe quant à la définition du coût incrémentiel et décrémental a été codifié aux annexes 4 (annexe 5 des *Tarifs et conditions* du Transporteur) et 9 (annexe 4 des *Tarifs et conditions* du Transporteur) de l'OATT *pro forma* de la FERC¹³ :

« 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, e.g., 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.»

(Nos soulignés)

¹² Pièce B-73, HQT-7, document 1 (nous référons de façon générique à l'ordonnance 890-B de la FERC).

¹³ Pièce B-73, HQT-7, document, 1 Appendix B, Annexes 4 et 9.

40. Il appert qu'aux yeux de la FERC il n'y a qu'une seule définition pour établir les coûts incrémentiels et décrémentationnels. Le tout tel qu'il appert du témoignage de William K. Marshall et du mémoire de ce dernier:

➤ Témoignage de monsieur Marshall¹⁴ :

« The unacceptable points in the Hydro-Quebec proposal are that there are different incremental and decremental prices. This is inconsistent with FERC's order. »

(Nos soulignés)

➤ Mémoire de monsieur Marshall¹⁵:

« Regarding the definition of “incremental and decremental costs” the final ruling of FERC is that energy imbalance pricing for both load and generator imbalances is to be based on the “incremental cost of the last 10 MW dispatched for any purpose, e.g., to serve native load, correct imbalances, or to make off system sales.” Furthermore, there is to be no distinction between incremental and decremental costs.

(...)

Firstly, there can not be two prices in the same hour (one for incremental cost and one for decremental cost) so a mechanism is required to decide which formula approach should be used. »

(Nos soulignés)

41. Par ailleurs, bien que la FERC n'inclut pas la notion de « coût d'opportunité » où la notion de prix « proxy » dans sa définition de coût incrémentiel ou décrémentationnel, il n'en demeure pas moins que la FERC s'est dite prête à considérer l'utilisation de ces deux notions dans certaines circonstances au paragraphe 311 de l'ordonnance 890-A :

« 311. Several entities complain that the Commission's definition of incremental cost does not properly allow for recovery of opportunity costs. The determination and calculation of opportunity costs associated with providing imbalance service will vary based on the circumstances of the transmission provider and, as such, we do not believe that it is appropriate to amend the definition of incremental cost in the pro forma OATT to address opportunity costs. We will therefore continue to consider proposals to include recovery of legitimate and verifiable opportunity costs on a case-by-case basis consistent with Commission precedent.¹¹⁰ Such proposals must clearly explain how opportunity costs would be determined and demonstrate that the recovery of opportunity costs would not lead to over-recovery of costs. »

(Nos soulignés)

42. La décision de la Régie (D-2009-015) d'utiliser un prix de référence reflétant les prix horaires sur les marchés limitrophes est conforme aux principes élaborés par la FERC;

¹⁴ N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 109, l. 17 à l. 21.

¹⁵ Pièce C-6-52, pp. 2 et 7.

C) Description de la formule d'EBM

43. Dans un premier temps, les frais du service de compensation des écarts de réception et de livraison sont établis en fonction des tranches d'écarts prévues aux annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions* du Transporteur, tel que proposé par ce dernier dans le document HQT-9, document 2¹⁶ :

44. Cette méthode par tranches ou par paliers n'est pas contestée par EBM et est conforme aux ordonnances 890 et suivantes de la FERC, le tout tel que mentionné par William K. Marshall¹⁷ :

« That there be three bands defined up to 1.5% of the schedule (or two megawatts), whichever is higher, between 1.5% and 7.5% (or two to 10 megawatts), whichever is higher, or greater than 7.5% (or 10 megawatts), whichever is higher. And that the pricing within each band... and I say Hydro-Quebec TransÉnergie's application is consistent with the definition of the bands. »

(Nos soulignés)

45. Également, monsieur Marshall indique à son rapport¹⁸ :

« *WKM Imbalance Proposal*

Applies the three bands defined by FERC

1. Up to 1.5 percent of the scheduled energy (or two megawatts)
2. Between 1.5 and 7.5 percent (or two to ten megawatts)
3. Greater than 7.5 percent (or 10 megawatts) »

46. La formule de prix proposée par EBM respecte aussi la structure de pénalité approuvée par la FERC, le tout tel que mentionné par William K. Marshall¹⁹ :

« *WKM Imbalance Proposal*

Applies the penalty structure approved by FERC

Band 2 is +/-10%

Band 3 is +/-25% (intermittent generators are exempt) »

47. EBM conteste toutefois la définition de coût incrémentiel et décrémental établie par le Transporteur, puisque ce dernier propose deux prix, un prix incrémentiel lorsqu'un client du service de transport sur-livre de l'énergie sur le réseau et un prix décrémental lorsque le client sous-livre de l'énergie sur le réseau²⁰ :

« And actually, the issue here is the definition of incremental and decremental cost. That incremental and decremental cost represented the transmission provider's actual hourly cost. And in order to do clarification on that, and this was subject to a number of re-

¹⁶ Pièce C-6-96, p. 3.

¹⁷ N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 102, l. 14 à l. 23.

¹⁸ Pièce C-6-96, p. 9.

¹⁹ Pièce C-6-96, p. 9.

²⁰ N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 103, l. 10 à p. 104, l. 5 et p. 109, l. 17 à p. 110, l. 5.

hearing orders and challenges to the initial Order 890, but that the final position is that the definition of incremental and decremental cost is the cost of the last 10 megawatts dispatched for any purpose, that is to supply the transmission provider's native load, as does Hydro-Quebec Distribution, to correct imbalances, as what is in this Tariff by Hydro-Quebec TransÉnergie, or to make off-system sales, which could be Hydro-Quebec Production, Hydro-Quebec U.S. or even Hydro-Quebec Distribution with some of the surplus energy. »

(Nos soulignés)

« The unacceptable points in the Hydro-Quebec proposal are that there are different incremental and decremental prices. This is inconsistent with FERC's order. And the incremental price submitted by Hydro-Quebec, the highest of the three neighbouring markets; the decremental price, lowest of three neighbouring markets. And in addition, an additional fixed penalty price added to those so that there is a minimum incremental price of \$100 for band 2 and 3 and a maximum decremental price of \$25 in band 2 and zero in band 3. »

(Nos soulignés)

48. Selon la formule de prix proposée par EBM, le coût incrémentiel ou décrémental est essentiellement la valeur des 10 derniers mégawatts achetés ou vendus dans l'heure concernée sur les marchés limitrophes au Québec, soit le marché de New York, celui de la Nouvelle-Angleterre et celui de l'Ontario et ce, peu importe que le client du service de transport sous-livre ou sur-livre de l'énergie sur le réseau²¹ :

« And the key point, or similar to Hydro-Quebec in their application at that point, but the key differentiation here is that the determination of the incremental cost to be used in those bands is consistent with the FERC approach and your decision. And that is that the adjacent market price that should be used should be consistent and a representative price of the last 10 megawatts dispatched by Hydro-Quebec adjusted for transmission to and from that market. »

(Nos soulignés)

➤ EBM ajoute²² :

« Tel que nous l'avons mentionné dans le cadre de la Phase I de la présente cause tarifaire, et l'absence d'un marché organisé indépendant de l'électricité au Québec (Québec ISO), nous estimons que le coût décrémental ou incrémentiel devrait refléter essentiellement la valeur du dernier mégawatt acheté ou vendu sur les marchés limitrophes au Québec, soit le marché de New York, celui de la Nouvelle-Angleterre et celui de l'Ontario. Nous avons alors référé à l'élaboration d'un prix « proxy Québec ». Cette recommandation a été retenue par la Régie qui a statué en ce sens (Décision D-2009-015, voir la citation reproduite ci-dessus). »

²¹ N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de M. Marshall, p. 108, l. 21 à p. 109, l. 7.

²² Pièce C-6-30, pp. 11-12.

49. Dans l'élaboration de la formule de prix proposée, EBM a considéré différents objectifs dont²³ :
- une tarification représentative de la valeur des derniers 10 mégawatts vendus ou achetés au Québec (au point HQT) sur une base horaire;
 - l'utilisation d'indices de prix de marchés horaires interconnectés avec le Québec ayant une liquidité importante;
 - un seul prix horaire de marché représentant le coût décrementiel et incrémentiel;
 - une méthodologie simple et facile à reproduire en utilisant des données publiques;
 - une formule de prix neutre qui empêche l'arbitrage par les participants au marché.
50. La description de la formule de prix proposée par EBM se retrouve de façon détaillée aux références suivantes :
- Mémoire d'EBM, pièce C-6-30, pp. 11 et 12;
 - Rapport de monsieur Marshall, pièce C-6-52, pp. 7, 8 et 9;
 - Présentation PowerPoint de monsieur Marshall, pièce C-6-96, pp. 12 à 15;
 - N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de monsieur Marshall, pp. 111 à 119.
51. Essentiellement, la formule de prix proposée par EBM permet de déterminer le prix des 10 derniers mégawatts vendus ou achetés au Québec sur une base horaire (le prix « proxy Québec »). Ce prix dépendra du fait que le fournisseur du service de compensation des écarts, à une heure donnée, est un exportateur net ou un importateur net d'électricité²⁴ :

« If we look at my proposal, the objective for this proposal is to comply with the Régie decision to use the market prices in an adjacent area. But the issue is it's not to use a price, it's what price? What price is reasonable, what price is reflective of the last 10 megawatts dispatched for any purpose by Hydro-Quebec?

And I think the approach here in determining that is if Hydro-Quebec is an importer, then what is the delivery cost of the last 10 megawatts imported? That is the concept that we try to apply. If they're an exporter, what is the 20 opportunity value of that export of the last 10 megawatts sold? Well, there are two situations in terms of looking at that. When Hydro-Quebec, and this is again Hydro-Quebec the integrating utility, the combination of Hydro-Quebec Distribution and Hydro-Quebec Production that actually have rights to energy and either buy or export, okay, when the combination is a net importer, then Hydro-Quebec is a buyer of energy. The issue is what's the last 10 megawatts that they bought?

When they are a net exporter, then they are an exporter of energy, what's the net-back price of the last 10 megawatts that they sold? That's the concept that we've applied. »

²³ Pièce C-6-30, p. 12.

²⁴ N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de monsieur Marshall, p. 111, l. 5 à p. 112, l. 12.

(Nos soulignés)

52. Par exemple, dans un contexte où le fournisseur de service est un exportateur net, pour les heures où des écarts de réception se produisent à un point de réception donné, la valeur du prix « proxy Québec » est déterminée par la valeur des 10 derniers mégawatts sur les marchés durant l'heure concernée²⁵ :

« If Hydro-Québec is a net exporter of energy in the hour of concern then it is acting as a seller so the markets to which it is exporting determine its opportunity cost value. Again, unlike the Hydro-Québec proposal the last 10 MW would not come from the highest priced market. Rather, Hydro-Québec would sell as much energy as possible to the highest priced markets and the last 10 MW dispatched would be destined for the lowest priced market to which it is exporting. By using this lowest priced export market as a proxy we can determine the net back opportunity cost for energy in Québec. If a Transmission Customer is short energy Hydro-Québec supplies it at the same opportunity value that it is making for its last 10 MW of off system sales. If the Transmission Customer is long and supplies surplus energy to Hydro-Québec it gets paid the same value that Hydro-Québec would have received. Hydro-Québec does not lose money and gets to keep its energy for use in another hour. »

(Nos soulignés)

53. Également, lors de l'audience, monsieur Marshall a mentionné²⁶ :

« When they are a net exporter, then they are an exporter of energy, what's the net-back price of the last 10 megawatt that they sold? That's the concept that we've applied. »

54. D'ailleurs, ce dernier a précisé sa pensée et son raisonnement, tel qu'il appert des extraits de son témoignage²⁷ :

« So, the issue here it's a seller of a 1,000 megawatts into the adjacent markets; what's the last 10 megawatts that it sold? Now, is the last 10 megawatts the highest price, the \$50 that Dr. Orans would say because Hydro-Quebec always has the opportunity to sell in the highest market? I submit to you that's not the case. If Hydro-Quebec could have sold more energy into New England, they would have. In a case like this, the reason they wouldn't have sold is there is a transmission limit or there are other parties that are using the line or what there is or the capability or the price then changes at that point.

And they're turning around and they're selling 600 megawatts into New York, the New York price is \$40, I submit that the price of the last 10 megawatts sold is the New York market. So, the opportunity cost to sell is the cost of that last 10 megawatts into New York. So, the contemporaneous opportunity cost of Hydro-Quebec is the New York price at \$40. »

➤ Contre-interrogatoire de monsieur Marshall par Me Dunberry²⁸ :

« And if you're a net exporter, you turn around in the other direction. If you're exporting only to one market, that's the price. If you're exporting to two markets, it's the lower of the two. And if you're exporting to all three markets, it's the lowest of the three. »

²⁵ Pièce C-6-52, pp. 7 et 8.

²⁶ N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de monsieur Marshall, p. 112, l. 8 à l. 12.

²⁷ N.S. 18 avril 2011, témoignage de monsieur Marshall, p. 115, l. 12 à p. 116, l. 11.

²⁸ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de monsieur Marshall par Me Dunberry, p. 188, l. 8 à l. 14.

➤ Contre-interrogatoire de monsieur Cormier par Me Dunberry²⁹ :

« R. La façon de voir ça, c'est le prix le plus élevé disponible à l'exportation pour les 10 derniers mégawatts. »

➤ Contre-interrogatoire de monsieur Marshall par Me Dunberry³⁰ :

« Q.155 So, when Hydro-Québec is a net exporter, therefore a net seller, the reference price will be based on the lowest-priced market, that's correct?

R. No, not quite. The lowest-priced market to which they are exporting.

Q.156 You're right, absolutely right. So, with that addition, you're agreeing with me that, when Hydro-Québec is a net seller, will supply the electricity, according to your proposal, at the lowest priced market to which it is exporting?

R. Yes.

Q.157 Okay.

R. Because that reflects the last 10 megawatts that Hydro-Québec is selling. And the value of the incremental 10 megawatts.

Q.158 That's what you... we'll come back to the rationale later, but just to make sure we understand how it applies. So, when Hydro-Québec is selling, it is selling at the lowest-priced market. So, I refer to that as selling low, okay?

Me PAULE HAMELIN :

Je vais m'objecter...

R. No, they're selling as high as they can, they're not selling low deliberately, they sell as much as they can into the highest market, but then, if they can't get anymore into that market and they still have surplus energy, they sell it into the next highest market. And then the next highest. So, the last 10 megawatts is at the... into the market with the lower price to which they are selling. »

➤ Contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry³¹ :

« So, it makes that dispatch decision based on all of that information. And that's why I say the price in the market to which Hydro-Québec is selling, and you keep saying the lowest-priced market it sells to, I would like to rephrase that. What it's doing is it's selling into the markets to get the highest price that it can possibly get for the last bit of water that it actually wants to dispatch and use in that hour. And that highest price is the highest price available to it. If it happens to be in New York and lower than the New England price, that's still the highest price it can get and it's the opportunity value. »

(Nos soulignés)

²⁹ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Cormier par Me Dunberry, p. 162, l. 5 à l. 7.

³⁰ N.S. du 10 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 101, l. 4 à p. 102, l. 14.

³¹ N.S. du 10 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 168, l. 3 à l. 18.

55. Lorsque le fournisseur du service de compensation des écarts est un exportateur net à une heure donnée, la valeur des deniers 10 mégawatts est déterminée en fonction du marché sur lequel il vend ces 10 derniers mégawatts. Cette valeur représente alors son coût d'opportunité contemporain³² :

« So, the opportunity cost to sell is the cost of that last 10 megawatts into New York. So, the contemporaneous opportunity cost of Hydro-Quebec is the New York price at \$40. »

➤ Et monsieur Marshall ajoute³³ :

« If Hydro-Québec is a net exporter of energy in the hour of concern then it is acting as a seller so the markets to which it is exporting determine its opportunity cost value. »

56. Cette valeur des 10 derniers mégawatts reflète aussi la valeur reliée à la capacité de stockage du Producteur, qui est actuellement le fournisseur du service de compensation des écarts³⁴ :

« Q.221 Now, they have no choice, they have to supply. Now, I'm not sure Hydro-Québec Production is always pleased to supply 10 megawatts with imbalances, maybe they would do something else with that 10 megawatts, maybe they would store it for a day, maybe they would store it for a year, maybe they would sell it. They have options for that 10 megawatts. So, because a client accidentally or intentionally delivered 90 megawatts as opposed to 100 megawatts, Hydro-Québec was forced to supply 10 megawatts, it had no option, it had to supply 10 megawatts. I'm asking you whether the loss of that option has to be recognized for a fair compensation?

R. Well, first of all, Hydro-Québec Production won't even know that they're supplying the 10 megawatts until well after the fact. I mean, there's generation that's being dispatched to balance the entire system. They don't know where all of the imbalances are, you know, and they will simply... it is a piece of the total imbalance that's supplied in that hour. And it's a settlement long after the fact.

So, what Hydro-Québec Production would have done with that 10 megawatts if they didn't supply it, I don't know. The reality is they have made decisions to sell into ISO New England 800 megawatts and into New York 600 megawatts and buy 400 from Ontario. So, in that hour, that's the decisions Hydro-Québec Production has made in order to get \$40 energy, to get compensated for \$40 energy out of New York.

On top of all of that there is an imbalance, and let's say it's in Brookfield's schedule going into New England, so there's an imbalance at MATI, all right, of maybe 10 megawatts, okay, it's a settlement after the fact. The value of it is the \$40 that Hydro-Québec already decided they were prepared to sell 600 megawatts at \$40. That's what the settlement should be. »

(Nos soulignés)

³² N.S. 18 avril 2011, témoignage en chef de monsieur Marshall, p. 116, l. 7 à l. 11.

³³ Pièce C-6-52, p. 7.

³⁴ N.S. du 10 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 137, l. 22 à p. 139, l. 20.

57. Et monsieur Marshall précise³⁵ :

« So, that is done in real time. What we're talking about, there's no sale or purchase going on here. This is simply a settlement after the fact to determine what's a reasonable value for that 10 megawatts of error that the transmission customer had in their schedule. And that settlement we deem should be at the 10 megawatt value of the last transaction that Hydro-Québec did in the markets. »

(Nos soulignés)

58. Monsieur Marshall est ensuite amené à souligner ce qui suit³⁶ :

« Now, is there anywhere in your report or in your presentation a recognition that storage has value and that this value may equate an opportunity on the market? And would there be any adjustment in your report to recognize the ability to wait buy or sell at an appropriate time? Or your equation is only based on the notion of a contemporaneous opportunity cost?

R. The equation is based on the cost in the hour based on the adjoining markets and based on Hydro-Québec's activity in those markets. So, the decision to be a net importer or a net exporter already reflects the storage value of Hydro-Québec Production in making that decision to either buy or sell. So, there is no need for any additional adjustment to recognize storage. The formula already includes storage in the activity of Hydro-Québec to make the transaction. »

(Nos soulignés)

59. Cette position est conforme avec la décision de la Régie à l'effet que le prix de marché offre une juste compensation au fournisseur de service³⁷;

60. Ce prix, incrémentiel ou décrémental est établi après que l'écart ait été créé et après que l'écart ait été compensé par le fournisseur du service de compensation des écarts, le tout tel qu'expliqué par William K. Marshall³⁸ :

« I'd like to add a little clarification here. I think it's very important that the board understand, nobody is buying this imbalance energy from these markets.

We talked earlier about the correction of the imbalance, the physical requirement to correct the imbalance. And then we talked about the compensation. The compensation is the financial price you pay for the imbalance, it's done after the fact.

Hydro-Quebec is not buying from any of these markets to supply the imbalance. Hydro-Quebec is utilizing its automatic generation control on resources that exist inside Quebec to balance the entire grid. It's the imbalance of a point-to-point customer, it's the imbalance of Hydro-Quebec Distribution's load, it's the imbalance of Hydro-Quebec's generation redispatch that's incorrect from one generator to another. That is the physical thing that goes on here.

What happens after the fact, and we don't know what these prices are until after the fact, it is simply trying to determine what was the value of the last 10 megawatts in that hour? And we're using that price to do a financial settlement for the imbalance after the fact. There are no transactions going on here where one party is buying from this market or

³⁵ N.S. du 10 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 134, l. 16 à 25.

³⁶ N.S. du 10 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 130, l. 21 à p. 131, l. 17.

³⁷ Décision D-2009-015, p. 111 (Onglet #1).

³⁸ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 177, l. 3 à p. 178, l. 18.

that market. It is simply a settlement of the physical imbalance that was done by Hydro-Quebec's generation.

And I think it's very important that the Board understand that because the questions from Mr. Dunberry are very leading as if there were transactions happening here, and there are none. So, I think it's important.»

IV. CRITIQUE DE LA FORMULE DU TRANSPORTEUR

61. Nous sommes d'avis que la formule proposée par le Transporteur est problématique à plusieurs égards. Nous les adressons ci-après;

A) Inclusion de prix fixes au lieu de prix de marchés

62. Nonobstant que la Régie, dans sa décision D-2010-015³⁹, ait décidé que la formule proposée devait refléter les prix de marché et que ceux-ci représentaient une compensation adéquate pour le fournisseur de service, le Transporteur propose tout d'abord d'ajouter dans l'équation des montants de 100 \$, 25 \$ et même 0 \$. Ces valeurs ne sont aucunement représentatives de prix de marchés recherché aux termes de la décision D-2010-015⁴⁰ de la Régie

63. EBM indiquait ce qui suit au sujet de ces prix fixes⁴¹ :

« Or, malgré ce qui précède, le Transporteur présente une approche qui n'est pas uniquement basée sur les prix horaires des marchés horaires mais qui est également fonction des prix de vente et d'achat pour l'électricité qu'Hydro-Québec Production « est prêt à fournir ou à recevoir », soit pour les paliers 2 et 3 en utilisant des valeurs de 100 \$/MWh, de 25\$/MWh ou de 0\$/MWh pour la détermination des prix incréments et décréments. »

64. La Régie a d'ailleurs noté cette incohérence dans la décision D-2009-015⁴² :

« La Régie a d'ailleurs indiqué ce qui suit dans son préambule à sa question 6 (HQT-10, Document 1, p. 8) :

« La Régie note que le Transporteur introduit une valeur différente du prix de marché pour la détermination du prix incrémental et du prix décrémental des paliers 2 et 3. » »

(Nos soulignés)

65. Le Transporteur prétend qu'il s'agit d'un prix de marché parce que ces prix existaient dans le marché. À ce sujet, l'expert d'UC/RNCREQ monsieur Raphals indique⁴³ :

« Il me semble évident que le fait qu'un prix existe de temps en temps dans un marché est différent de dire qu'il représente un prix de marché. Il y a sans doute des heures où le prix de marché est plus que 100 \$, il y a 150 ou 200 ou même 500 \$ à certains moments mais on ne peut pas dire que 500 \$ est le prix de marché et on ne peut pas évoquer ces prix sauf dans les heures où ça apparaît. Alors, mon texte démontrait que dans l'année

³⁹ Décision D-2010-015 (Onglet #1).

⁴⁰ Décision D-2010-015 (Onglet #1).

⁴¹ Pièce C-6-30, p. 6.

⁴² Pièce C-6-30, p. 6.

⁴³ N.S. du 16 février 2011, témoignage en chef de M. Raphals, p. 79, l. 11 à p. 80, l. 1.

où j'avais fait l'étude que c'était seulement 18 % des heures où ce prix a été franchi. Et alors je ne pense pas qu'il est correct d'invoquer cette analyse pour défendre le prix de 100 \$.»

(Nos soulignés)

66. Il est faux de prétendre que ces valeurs de 25\$/MWh et 100\$/MWh reflètent des coûts de marché à des pourcentages du temps significatifs⁴⁴ :

« Suite à l'analyse, on peut voir on a fait une analyse sommaire statistique du nombre d'heures pour les prix selon le modèle d'HQT où en 2009 c'était supérieur à 100 \$. Et on voit qu'en moyenne c'était 4,7 % et inférieur à 25 \$, 27,6 %.

Autrement dit, pour les prix qui sont... quand mettons il y avait un mégawatt qui était en sous-livraison, la personne aurait été obligée d'acheter à 100 \$ 95 % des fois. Si ça avait été un prix de marché, bien, ça aurait été le prix effectif.

Donc, on voit bien qu'il y a de l'arbitrage systématique pour le fournisseur quand les prix de marché sont entre le 0 \$ et 25 \$ ou le 100 \$. Quand je dis systématique, les prix sont fixes. »

67. En fait, on voit ici l'avantage marqué de cette formule pour le Producteur;
68. Rappelons que ces chiffres ne sont pas contestés par le Transporteur et n'ont pas fait l'objet d'une contre preuve. D'ailleurs, le Transporteur reprend ces chiffres au paragraphe 85 de son argumentation écrite;
69. Ces chiffres confirment qu'en sous-livraison, un client doit s'attendre à payer un minimum de 100\$/MWh alors que le prix réel est en dessous de 100\$/MWh en moyenne 95% du temps;
70. Toujours selon ces chiffres, en sur-livraison, HQP achèterait l'énergie sur-livrée d'un client à un prix maximum de 25\$/MWh alors qu'en moyenne 72,4% du temps le prix est au-dessus de 25\$/MWh;
71. Par ailleurs, il y a lieu de rappeler que ces exemples ne tiennent pas compte de la bande où un prix à 0\$ pourrait s'appliquer;
72. Monsieur Raphals, pour le RNCREQ et UC, est venu témoigner à l'effet que pour la période de cinq ans entre 2004 et 2008, le seuil de prix horaire maximum de 100 \$/MWh a été dépassé de 6 % à 30 % des heures de l'année, selon l'année considérée, pour une moyenne de 18 %⁴⁵;
73. Conséquemment, selon les chiffres non contestés de monsieur Raphals, un client qui sous-livre de l'énergie sur le réseau paierait le minimum de 100\$/MWh alors que le prix réel est en dessous de 100\$/MWh en moyenne 72% du temps;
74. Compte tenu de ce qui précède, EBM soumet que la formule de prix proposée par le Transporteur entraîne de l'arbitrage de façon systématique durant des périodes de temps significatives;

⁴⁴ N.S. du 18 avril 2011, témoignage en chef de M. Cormier, p. 147, l. 12 à p. 148, l. 4.

⁴⁵ Argumentation du Transporteur, para. 83.

B) La formule de prix de HQT inclut une double pénalité

75. Dans sa décision D-2009-015⁴⁶, la Régie indiquait ce qui suit :

« 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. »

76. La proposition du Transporteur d'ajouter des prix fixes dans la formule de prix revient essentiellement à ce que le Transporteur avait proposé en phase 1 lorsqu'il proposait d'utiliser un prix de 11,25 ¢/kWh ou 3,75 ¢/kWh en plus des $\pm 10\%$ et $\pm 25\%$;

77. Cette double pénalité est excessive, discriminatoire et supérieure aux véritables coûts reliés au service de compensation des écarts de réception et de livraison selon monsieur Marshall⁴⁷ :

« Hydro-Québec excessive penalty charges are not just greater than actual incurred costs due to imbalance and thus counter to the FERC Orders. They can also be argued to be unduly discriminatory against third party Transmission Customers and preferential to Hydro-Québec's Production and Distribution divisions. »

➤ Interrogatoire en chef de M. Marshall⁴⁸ :

« The unacceptable points in the Hydro-Quebec proposal are [...] And in addition, an additional fixed penalty price added to those so that there is a minimum incremental price of \$100 for band 2 and 3 and a maximum decremental price of \$25 in band 2 and zero in band 3. »

➤ Interrogatoire en chef de M. Marshall⁴⁹ :

« The other point is that the fixed prices that they put in of \$100 and \$25 and \$0 are not the value of storage in the system. They're double penalties over and above the plus or minus 10 and plus or minus 25. »

78. Monsieur Raphals supporte la position de monsieur Marshall et mentionne qu'il s'agit aussi d'une double pénalité⁵⁰ :

« Alors, comme je dis dans mon rapport, je considère que cette proposition maintient toujours la pénalité double qui a été rejetée par la Régie dans une décision antérieure. »

79. Les prix fixes de 25\$/MWh et de 100\$/MWh auxquels s'ajoutent le $\pm 10\%$ et $\pm 25\%$ sont contraires aux exigences de la FERC car il s'agit d'une double pénalité⁵¹ :

« This is counter to the FERC Orders because it effectively adds a penalty price even for Band 2 that is as much as +\-60% or more. It is counter to FERC's intention to use

⁴⁶ Décision D-2009-015, pp. 110 et 111 (Onglet #1)

⁴⁷ Pièce C-6-52, p. 5.

⁴⁸ N.S. du 18 avril 2011, interrogatoire en chef de M. Marshall, p. 109, l. 17 à p. 110, l. 5.

⁴⁹ N.S. du 18 avril 2011, interrogatoire en chef de M. Marshall, p. 135, l. 11 à 16..

⁵⁰ N.S. du 16 février 2011, interrogatoire en chef de M. Raphals par Me Sicard, p. 55, l. 14 à 18.

⁵¹ Pièce C-6-52, p. 5:

incremental cost plus the deviation band adders of +/- 10% and +/-25%. Note FERC's intention regarding penalty prices below :

« 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.» (Order 890, P. 676. Underlines added) »

(Nos soulignés)

(...)

« The example valuations in the previous paragraph provide the range of value versus penalties for intentional schedule deviations. The issue of imposing generic penalties in the tariff (as is done by Hydro Québec) was considered by FERC in Order 890 and again in Order 890A where they upheld the Order 890 position.

The Commission declined in Order No. 890 to impose generic penalties in the proForma OATT for intentional deviations, concluding that the tiered imbalance penalties generally provide a sufficient incentive not to engage in such behavior. The Commission explained that proposals to assess additional penalties for intentional deviations would continue to be considered on a case-by-case basis, subject to a showing that they are necessary under the circumstances. Any such tariff provisions must include clearly defined processes for identifying intentional deviations and the associated penalties. (Order 890A P.296)

The significant point in FERC's ruling is that it is necessary for the Transmission Provider to show that penalties are necessary and that there need to be clearly defined processes to identify them. Hydro Québec in its proposal and Dr. Orans in his testimony have done neither. Their position is to generically include penalties which is counter to the FERC Orders. »⁵²

(Nos soulignés)

➤ Contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry⁵³ :

« And the position of FERC taken on that is that the plus or minus 10% and the plus or minus 25% is a sufficient penalty to encourage accurate scheduling. And that they not put in deliberate generic penalty clauses in the Tariff. »

(Nos soulignés)

80. Bien que le Transporteur a tenté de prétendre à l'existence d'écarts intentionnels, il s'est avéré, comme nous le verrons plus loin, que l'affirmation effectuée était dénuée de tout fondement. En fait, le témoignage de monsieur St-Jean a démontré que la majorité des écarts de réception ont été causés par des causes hors du contrôle d'EBM comme par exemple des défaillances du réseau du Transporteur ou des problèmes de programmation d'énergie entre le Transporteur et les réseaux voisins⁵⁴;

⁵² Pièce C-6-52, p. 10.

⁵³ N.S. du 10 mai 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 41, l. 15 à 21.

⁵⁴ Pièce C-6-99, p. 13; Pièce C-6-97, p. 1.;

81. Il n'existe aucune justification valable pour justifier qu'EBM paie une double pénalité à l'affilié du Transporteur, le Producteur, surtout lorsqu'elle n'est généralement pas responsable des écarts;
82. Cette double pénalité démontre naturellement que les tarifs ne sont pas justes et raisonnables;

D) La formule de prix proposée par HQT est extrêmement punitive

83. La formule de prix proposée par HQT comporte un aspect extrêmement punitif;
84. En effet, monsieur Marshall a démontré que la formule proposée par HQT, à l'heure 8 du 16 janvier 2009, donne un prix incrémentiel de 622,24\$/MWh versus un prix décrémental de 0\$/MWh. Bref, à 8h00 le 16 janvier 2009, un client en sous-livraison devrait acheter l'énergie manquante à 622,24\$/MWh tandis qu'à la même heure, HQT achèterait l'énergie du même client en sur-livraison à 0\$/MWh. Un tel écart dans les prix démontre le caractère extrêmement punitif de la formule proposée par HQT⁵⁵ :

« The results in Table 1 indicate that (other than April 16 Hour 16) there is a major difference in the energy imbalance charges for a short schedule versus the energy imbalance credits for a long schedule. Note the range from \$622.24/MWH to \$0.00/MWH for Band 3 on Jan 16/09 Hour 8. This indicates the extremely punitive nature of the Hydro Québec energy imbalance proposal. A bid/ask spread of that magnitude demonstrates the monopolistic market power of Hydro-Quebec for supply of imbalance energy.

(Nos soulignés)

➤ Et monsieur Marshall de préciser lors de son témoignage⁵⁶:

« So, in summary, if we look at the Hydro-Quebec proposal, in my view, it is inconsistent with FERC Order 890. It discriminates and is unduly punitive. And I say that's evident. Even in my evidence, if you look at Hour 8 of January 16th in 2009, the charge for a Band 3 short schedule would have been \$494 and the payment for a Band 3 long schedule would have been zero. Now that's at a time that Hydro-Quebec is into its peak operating times, when it's buying energy from all three markets, and yet, if you over deliver on your schedule they're going to pay you zero when they're out buying out of other markets at over \$400. I submit that's discriminatory. »

(Nos soulignés)

E) L'offre du producteur est imposée, non vérifiée et non vérifiable

85. L'offre du Producteur n'a pas été négociée. Elle a été imposée par le Producteur. De plus, elle n'est pas vérifiable. HQT n'a pas fait de vérification en profondeur pour ce qui est des montants de 0\$/MWh, 25\$/MWh et 100\$/MWh. Aucune analyse n'a été demandée au Producteur. Aucun chiffre, aucun rapport sur la valeur de l'eau emmagasinée n'ont été fournis.

⁵⁵ Pièce C-6-52, p. 6.

⁵⁶ N.S. du 18 avril 2011, interrogatoire en chef de M. Marshall, p. 134, l. 19 à p. 135, l. 10.

➤ Tel qu'établi par le contre-interrogatoire de monsieur Clermont :

« Q.162 Avez-vous justement tenté d'évaluer quel était le coût pour HQP de fournir le service d'écart de réception?

R. Non. Il y a un fournisseur qui est apte, compétent, qui a fourni de façon très compétente, ou enfin de façon très efficace, qui a toujours fourni ça dans la mesure où l'offre reçue, comme je vous le disais, nous apparaît contenir des prix raisonnables, nous apparaît être justifiée, nous apparaît conforme à la décision de la Régie, nous apparaît respecter les principes directeurs de FERC. Non, nous n'avons pas refait ou demandé de faire les calculs d'un fournisseur. D'ailleurs, si jamais, par exemple, votre cliente souhaitait devenir fournisseur, je ne crois pas que vous apprécieriez qu'on aille vous demander vos calculs de comment vous êtes arrivée à votre proposition.»⁵⁷

(Nos soulignés)

➤ Contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Hamelin⁵⁸:

« Q.196 O.K. Alors, je comprends de ça, s'il n'y a pas eu de négociations, que vous n'avez pas proposé à HQP une contre-formule, vous n'avez pas vous-même suggéré à HQP de modifier quoi que ce soit? On a pris finalement la formule et on l'a déposée, sujet aux vérifications que vous avez expliquées, c'est essentiellement ce que le Transporteur a fait?

R. Bien, dans la mesure où, comme je vous l'ai dit, il nous apparaissait que ça reflétait les coûts d'opportunité, que c'était justifié, que les prix étaient raisonnables, que c'était conforme à la décision de la Régie et aux grands principes de FERC, oui. On l'a déposée. »

➤ Contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Gariépy :

« Q.163 Donc, de l'opinion du Transporteur, est-ce qu'on peut dire que la présente pièce est une offre unilatérale d'Hydro-Québec ou plutôt une... du producteur ou plutôt une négociation entre HQT et HQP?

R. Aucune de ces deux réponses. Pas le fruit d'une négociation, je viens de vous le dire. Offre unilatérale, écoutez, offre raisonnable, offre justifiée qui répond aux critères d'un fournisseur qui a toujours bien fait son devoir. Donc, il n'y a pas de critère là-dedans d'une offre déraisonnable ou rien, donc unilatérale mais raisonnable et conforme aux décisions de la Régie et conforme aux principes. Donc, c'est pour ça que je dis aucun des deux éléments que vous me suggérez.»⁵⁹

86. Le Transporteur n'a pas respecté son obligation de vérifier que l'offre était raisonnable;

F) L'absence de preuve quant à la valeur de l'eau emmagasinée dans les réservoirs

87. La preuve du Transporteur sur les annexes 4 et 5 repose essentiellement sur le rapport de monsieur Orans;

⁵⁷ N.S. du 7 février 2011, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Hamelin, p. 182, l. 19 à p. 183, l. 14.

⁵⁸ N.S. du 7 février 2011, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Hamelin, p. 200, l. 18 à p. 201, l. 8.

⁵⁹ N.S. du 8 février 2011, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Gariépy, p. 140, l. 19 à p. 141, l. 10.

88. Or, dans son rapport, il n'est pas question de la valeur associée à la capacité de stockage des réservoirs du Producteur;
89. Le Transporteur est arrivé avec cette notion *in extremis* lors de la présentation de sa preuve;
90. Néanmoins, aucune information tangible a été fournie pour démontrer cette valeur et son caractère représentatif;
91. Monsieur Raphals confirme notre interprétation de la preuve à l'effet qu'il n'y a aucune preuve au dossier quant à la valeur de l'eau emmagasinée dans les réservoirs :

« Alors, vu de cette façon, il me semble que la valeur de l'eau emmagasinée elle-même si elle est d'une vente non exécutée ou d'un achat non prévu. Et alors, cette façon de penser nous ramène vers finalement la proposition, l'approche retenue antérieurement par la Régie, de fixer un seul prix.

Vous vous rappelez, avant, c'était je pense 7,5 cents le kilowattheure, qui aurait été une estimation de valeur de l'eau finalement pour le producteur.

Alors, je sais que, depuis mon expérience, dans les grandes stations d'Hydro-Québec dans les années 1990, je présume que c'est toujours le cas, qu'HQP a des façons très sophistiquées pour évaluer la valeur de l'eau dans ses réservoirs.

Q.31 Oui.

R. Et finalement, c'est en fonction de cette valeur que la perspective comme vous dites du fournisseur du service, que le coût réel, le coût d'opportunité de ce service doit être évalué. Malheureusement, nous n'avons pas accès à ces calculs, nous ne connaissons pas leur comportement. Je serais étonné qu'il y ait des variations importantes d'heure en heure.

Q.32 Oui.

R. J'imagine que c'est une valeur qui tient compte du taux de remplissage et des tendances d'un marché, plein de choses qu'on ne connaît pas.

Q.33 Oui.

R. Mais quand même, on peut être assez clair que cette valeur-là existe et probablement est quantifiée sur le bureau de quelqu'un chez HQP. Alors, finalement, c'est cette valeur-là qui devrait être, en théorie, le repère, parce qu'on demande à HQP de recevoir ou de fournir de l'eau qui est emmagasinée qui elle a une certaine valeur. Le problème c'est que nous ne savons pas cette valeur-là. »⁶⁰

(Nos soulignés)

⁶⁰ N.S. du 16 février 2011, contre-interrogatoire de M. Raphals par Me Dunberry, p. 35, l. 20 à p. 37, l. 14.

➤ Contre-interrogatoire de monsieur Raphals par Me Dunberry :

« Je veux aussi noter que, oui, j'ai fait ce tableau en fonction de 100 \$ parce que c'était le chiffre dans votre preuve. Mais on peut le faire le même tableau en fonction de 80 \$ ou en fonction de 200 \$ ou 500 \$. C'est des chiffres qui changent. Alors, ce sont tous des prix qui se trouvent dans le marché. Mais la question de fond c'est quel est le coût évité, quel est le coût, le vrai coût d'opportunité d'HQ Production. Et je ne pense vraiment pas avoir vu une justification concrète pourquoi on doit prendre à 10 \$, à 100 \$ le coût d'opportunité d'HQ Production. »⁶¹

(Nos soulignés)

➤ Contre-interrogatoire de M. Raphals par madame la régisseur Gervais⁶² :

« R. [...] O.K. Je pense que je comprends la question et peut-être juste pour définir le carré de sable, il me semble qu'il y a trois grandes familles de façons qu'on pourrait fixer ce tarif. Un, c'est de choisir une valeur et ça c'était l'approche, je pense, de la Régie, je ne suis pas certain, 2006-66 où on avait une valeur fixe de 7.5 cents le kilowattheure qui était définie comme une estimation du prix incrémentiel et décrémental.

Alors, ça, c'est une option. Suite à la première phase et beaucoup de discussions, la Régie a opté pour une deuxième option qui est plutôt que fixer un prix, d'utiliser un prix qui est basé sur les prix du marché.

Mais il y a un troisième concept qui a été discuté en diagonal un peu partout dans les dernières semaines qui est le coût d'opportunité.

Et ma meilleure compréhension de – et ce n'est pas exactement les mots du Transporteur - mais ma compréhension de sa proposition, finalement de la proposition d'HQP qui a été acceptée par le Transporteur, est que pour la tranche 1, cette formule des trois prix c'est le prix du marché et donc finalement on propose d'utiliser un prix du marché pour la première tranche et que ces limites de 100 \$ et de 25 \$ ou de 0 \$ sont une façon de refléter les coûts d'opportunités du producteur.

Finalement, le coût d'opportunité, pour moi, c'est une troisième façon de faire et alors la raison que j'ai formulé ma recommandation de la façon que je l'ai fait, c'était parce qu'on parlait... vous aviez déjà décidé de travailler en fonction du prix du marché. Alors, faisons ça.

Mais dès qu'on ouvre les questions du coût d'opportunité d'HQP, c'est une question très complexe. Je me souviens, j'ai participé dans les consultations publiques d'Hydro-Québec dans les années 1991 et 1992 sur son plan de développement de 1993, et j'ai aussi été observateur dans les consultations pour le prochain plan de développement qui n'ont jamais été terminées. Je ne me souviens pas dans lequel des processus ces questions ont été soulevées et je pense que c'était Tony Frayne qui était le responsable d'Hydro qui gérait ça mais on nous a fait un exposé sur la façon qu'Hydro-Québec, intégrée à l'époque, juge la valeur de son eau.

Parce que finalement, le coût d'opportunité c'était déjà soulevé. Finalement... parce que quand le producteur répond à un écart, positif ou négatif, les différences finalement c'est

⁶¹ N.S. du 17 février 2011, contre-interrogatoire de M. Raphals par Me Dunberry, p. 61, l. 10 à 24.

⁶² N.S. du 18 février 2011, contre-interrogatoire de M. Raphals par madame la régisseur Gervais, p. 184, l. 13 à p. 188, l. 13.

combien d'eau il reste dans ses barrages. Et la question finalement... si on approche de cette optique-là, la question c'est combien ça vaut?

Et ce que je me souviens de ce qui a été dit il y a 15 ans, mais aussi c'était dit de façon assez vague et large. On n'a jamais dit exactement de quelle façon c'est calculé mais qu'à l'époque c'était complexe et je suis sûr qu'aujourd'hui c'est plus complexe parce que ça doit tenir compte des niveaux d'eau dans les barrages, de la saison, des prévisions de marché futur. Il y avait beaucoup de paramètres pour HQP d'évaluer elle-même combien ça vaut un litre d'eau derrière un barrage.

Alors... et je doute très fort que c'est une valeur qui varie d'heure en heure. Ça varie peut-être d'une saison à une saison, mais nous n'avons aucune information sur cette valeur-là, ni de la façon qu'HQP le calcule.

Alors, si on veut vraiment aller vers une estimation du coût d'opportunité et si on veut une estimation du coût d'opportunité qui est justifié devant le régulateur, comme on est tous d'accord qu'ultimement c'est vous autres... c'est vous qui devez juger si cela est juste, ça prendrait une preuve qui est... qu'on n'a certainement pas et il me semble peu probable qu'on aura.

Et dans cette idée d'estimer le coût d'opportunité d'Hydro-Québec Production, je pense que ça nous dépasse. Ce n'est pas vraiment une option réaliste. »

(Nos soulignés)

92. Monsieur Raphals fait allusion à la notion de coût complet mais rappelle que la Régie a déjà décidé que la formule devait refléter des prix de marchés;
93. Monsieur Raphals ajoute en contre-interrogatoire⁶³:

« Et c'était précisément ce qui a été décidé par la Régie dans la cause que dans le cas d'échanges entre ce qui était réglementé et non réglementé, le principe de base est le coût complet.

Par contre, la Régie a aussi reconnu que dans d'autres cas il y a d'autres valeurs qui peuvent être plus pertinentes avec une justification et preuve pour le faire.

Q.50 Oui.

R. Alors, il me semble qu'ici on travaille sur l'hypothèse en fonction de la dernière décision de la Régie d'un prix de marché. Et ces prix de marché, comme dans votre preuve, vous avez formulé une proposition basée sur les prix de différents marchés. Ça, c'était une façon de faire.

Une autre façon de faire serait de s'interroger sur quelle est la valeur réelle de l'eau pour le producteur, parce que finalement son coût marginal, le coût marginal d'offrir ses services, soit de fournir ou de recevoir, dépend de la valeur pour lui de l'eau qu'il emmagasine. C'est une valeur qu'il connaît mais que nous ne connaissons pas.

⁶³ N.S. du 17 février 2011, contre-interrogatoire de M. Raphals par Me Dunberry, p. 49, l. 25 à p. 51, l. 10.

Et c'est précisément parce qu'on ne la connaît pas qu'on a pris le choix, que la Régie a pris le choix d'aller vers des prix du marché. Avant on avait un prix, c'était 7.5 cents le kilowattheure, je pense, mais étant donné que ce n'était pas justifié sur les données précises du producteur, on s'est dit on est peut-être mieux d'aller vers les marchés. »

(Nos soulignés)

G) Une analyse en fonction des données de 2008

94. L'analyse de l'expert Orans justifiant les valeurs de 0\$/MWh, 25\$/MWh et 100\$/MWh ne couvre que l'année 2008, une année non représentative⁶⁴ :

« Q.240 We referred this morning to the question of the Régie, question that was addressed to you at question 7.1 and the presentation that you made this morning with the 2008 numbers. Have you done the same analysis for 2009 and 2010?

R. No, I have not.

[...]

[...] but I didn't do an analysis in 2009 or 2010 about what that balance would be, how many hours there would be zero and how many hours there would be a 100.»

95. De plus, monsieur Orans confirme que les prix de 2008 étaient très volatiles⁶⁵ :

« Q.242 Would you agree with me that the 2008 market prices for electricity were very volatile?

R. Yes, 2008 were very volatile and I believe 2007, 2006. I testified three other times before this Régie on market prices from 2000 to 2008 and they've been volatile in every analysis I've looked at. The Eastern interconnect has huge amount of volatility in the market prices across jurisdictions. »

96. Monsieur Marshall démontre par son tableau à la page 18 que la valeur de l'eau emmagasinée dans les réservoirs de HQP (« the value of storage ») est significativement en dessous du prix de 100\$, lorsque l'on regarde les années 2007 à 2010⁶⁶ :

« But what we put forward here on the next slide is we've repeated Dr. Orans' analysis and extended it to 2007 and out to 2010.

And when you look at it, and I submit to you that if you look at the data for 2008, that that data in 2008 will compare, you know, quite well with the chart that Dr. Orans provided in his presentation.

And you extend it into 2007 and out to 2010 and you can see that the theoretical perfect value of storage for Hydro-Quebec against the pricing is in the \$40 to \$50 range in 2007 and down in the \$30, \$20 to \$40 range in 2009 and 2010.

Now on that chart you can see the Hydro-Quebec pricing assuming they are always buying low and selling high and then you put on it what the actual fixed price penalties

⁶⁴ N.S. du 7 février 2011, contre-interrogatoire de M. Orans par Me Hamelin, p. 228, l. 23 à p. 230, l. 7.

⁶⁵ N.S. du 7 février 2011, contre-interrogatoire de M. Orans par Me Hamelin, p. 231, l. 24 à p. 232, l. 9.

⁶⁶ Pièce C-6-96, p. 18; N.S. du 18 avril 2011, interrogatoire en chef de M. Marshall, pp. 122-123.

are which argued by Dr. Orans is the value of storage. And you can see clearly the value of storage is significantly lower than \$100. »

(Nos soulignés)

97. Cette analyse n'a pas été contestée par le Transporteur;

H) Deux définitions pour le prix incrémentiel et décrémental

98. La formule de prix proposée par HQT propose deux formules pour déterminer les coûts incrémentiels et décrémentiels. Ce qui est contraire aux exigences de la FERC à l'effet qu'il n'y a qu'une seule définition du coût incrémentiel et décrémental⁶⁷ :

« 1. Hydro-Québec does not propose to use one formula to calculate a proxy incremental cost that would be used to settle both positive and negative deviations, that is one cost to be both for incremental settlement and decremental settlement. Rather they propose to use two completely separate formulae, one for incremental cost and one for decremental cost. While FERC allow consideration of a market proxy as we discussed above it is clearly to determine a "proxy price" (not prices) that "must represent a valid alternative to the incremental cost calculation" which produces one cost to be used for both incremental cost and decremental cost.

2. It is not just that Hydro-Québec proposes different prices for incremental cost and decremental cost. They actually propose different prices for decremental cost at each of Band 1, 2 and 3 and a different price for incremental cost at Band 1 than at Bands 2 and 3. The same cost is only proposed to be used for incremental costs at Bands 2 and 3. For the same reasons discussed above this is not comparable to the requirements in the FERC Orders. Actually given the magnitude of the differences in band prices one could argue that the proposal is unduly discriminatory.»

99. Nous vous référons à nos autres commentaires ci-haut à ce sujet 32, 37, 39 à 41 des présentes;

I) L'offre du producteur révisable à sa discrétion

100. L'offre du Producteur est révisable annuellement, à son entière discrétion

➤ Mémoire EBM, pièce C-6-30⁶⁸ :

« Aussi, en première page de cette offre, on note que les prix proposés par Hydro-Québec Production sont valables jusqu'à la fin de 2010. Après cette date, le Producteur « se réserve le droit de réviser lesdits prix à son entière discrétion, sur une base annuelle.»

(Nos soulignés)

➤ Contre-interrogatoire de monsieur Sylvain Clermont par Me Ouimette⁶⁹ :

« Pourriez-vous nous décrire le processus de révision des prix qui était entendu entre HQT et HQP à cet égard?

⁶⁷ Pièce C-6-52, p. 4.

⁶⁸ Pièce C-6-30, p. 7.

⁶⁹ N.S. 8 février 2011, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Ouimette, p. 184, l. 9 à p. 186, l. 25.

R. C'est-à-dire attention, la relation entre HQP et HQD (sic) là-dedans en est une de client-fournisseur. Ce qui est entendu, bien sûr, c'est qu'on devra... le Transporteur devra redemander au producteur une offre qui couvrira, par exemple, l'année 2012 puisque l'année 2011 est couverte là-dedans, devra demander au producteur de lui faire une offre pour l'année 2012. S'ensuivra toute la même mécanique qui a eu cours dans ce cas-ci. Le Transporteur s'assurera de bien la comprendre, s'assurera qu'elle est conforme au dispositif des décisions de la Régie, qu'elle est conforme à FERC, qu'elle est raisonnable et justifiée et...

Q.226 Bien, c'est-à-dire, ce que vous êtes en train de me dire, c'est que le Transporteur devra demander au producteur de lui fournir une nouvelle offre. Parce qu'ici ce n'est pas ce que je comprends.

On dit: « Par la suite, le producteur se réserve le droit de réviser... »

C'est la formulation, là, qui nous...

R. Bien, ce que ça dit, écoutez, puis vous comprenez que la lettre a été écrite par le producteur, par monsieur Brosseau, si je me rappelle bien, le signataire, a été écrite par monsieur Brosseau. Je comprends comme vous que le fournisseur du service pourrait nous envoyer une lettre et dire: À compter de 2012 voici la nouvelle formule. On aura, comme je dis, à faire le même mécanisme qu'on a fait quand on a reçu cette offre-là. L'autre chose qui peut arriver, et c'est ce que j'évoquais, c'est certainement à quelque part à temps pour soit le dépôt de la prochaine demande tarifaire s'il y a lieu ou on demandera au fournisseur de confirmer son offre, la validité de son offre pour une autre année. Mais je pense que les deux situations sont possibles.

Q.227 Mais vous n'avez pas discuté entre vous pour le futur de la façon dont les prix vont être révisés. Est-ce qu'on va faire, par exemple, comme dans ce cas-ci, vous avez procédé à une mise à jour des prix de transport, si je ne me trompe pas. Est-ce que pour le futur vous avez discuté de ce qui pourrait se produire? Est-ce que dans le futur on peut s'attendre à avoir uniquement des modifications au niveau du prix de transport ou si les montants, par exemple, de 100 \$ ou du 25 \$ pourraient être éventuellement modifiés?

R. Je ne suis pas en mesure de répondre à cette question-là à la place du fournisseur.»

(Nos soulignés)

➤ Contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Me Dunberry⁷⁰:

« Mr. Cormier just explained it correctly. It is not the highest price of all three markets; it is the highest price of the market from which the last import came. So, if you're importing from only one market but you're a net importer, then that's the price. If you're importing from two markets and you're a net importer, then it's the higher price of the two. If you're importing from all three markets, then it's the highest price of the three markets. It's the highest price of the markets from which you are importing.»

⁷⁰ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 187, l. 19 à p. 188, l. 7.

➤ Contre-interrogatoire de M. Cormier par Me Dunberry⁷¹:

« R. Donc, le prix, le dernier mégawatt, c'est un net importateur, donc le dernier mégawatt importé, c'est du prix le plus élevé qu'il a pris. Parce qu'au début, il a acheté les mégawatts les moins chers. Puis le dernier qu'il a acheté, c'est le prix qui était le plus élevé. »

V. RÉPONSE À L'ARGUMENTATION DU TRANSPORTEUR

A) « Buy high sell low »

101. Le Transporteur, tout comme il l'a fait à de nombreuses reprises lors du contre-interrogatoire des témoins d'EBM, a tenté en argumentation de représenter que la formule proposée par EBM équivaut à dire « buy high sell low » ce qui est contraire à l'objectif général de tout bon gestionnaire qui est d'acheter lorsque les prix sont bas et de vendre lorsque les prix sont hauts;
102. Nous avons référé plus haut à l'explication de l'application de la formule et estimons avoir fait la démonstration que cette représentation effectuée par le Transporteur à l'effet que notre formule proposerait une approche « buy high sell low » est contraire à tout ce que nous avons représenté tant dans la preuve écrite que celle testimoniale au dossier;
103. Nous reprenons un des exemples mentionnés précédemment pour mettre un terme à cette prétention dénuée de fondement : que deux exemples pour mettre un terme à cette prétention dénuée de fondement⁷² :

« Q.155 So, when Hydro-Québec is a net exporter, therefore a net seller, the reference price will be based on the lowest-priced market, that's correct?

R. No, not quite. The lowest-priced market to which they are exporting.

Q.156 You're right, absolutely right. So, with that addition, you're agreeing with me that, when Hydro-Québec is a net seller, will supply the electricity, according to your proposal, at the lowest priced market to which it is exporting?

R. Yes.

Q.157 Okay.

R. Because that reflects the last 10 megawatts that Hydro-Québec is selling. And the value of the incremental 10 megawatts.

Q.158 That's what you... we'll come back to the rationale later, but just to make sure we understand how it applies. So, when Hydro-Québec is selling, it is selling at the lowest-priced market. So, I refer to that as selling low, okay?

⁷¹ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Cormier par Me Dunberry, p. 171, l. 5 à l. 11.

⁷² N.S. 10 mai 2011, contre-interrogatoire de monsieur Clermont par Me Hamelin, p. 101, l. 4 à p. 104, l. 11.

Me PAULE HAMELIN :

Je vais m'objecter...

R. No, they're selling as high as they can, they're not selling low deliberately, they sell as much as they can into the highest market, but then, if they can't get anymore into that market and they still have surplus energy, they sell it into the next highest market. And then the next highest. So, the last 10 megawatts is at the... into the market with the lower price to which they are selling.

Me ÉRIC DUNBERRY :

Q.159 But since, according to your approach, this is the point in time where you think it's relevant, you don't think it's relevant when they're selling in high markets, you think it's relevant when they're selling their 10 last megawatts. So therefore, for purposes of the Tariff that your client would pay in some circumstances, what you're suggesting is that for that imbalance energy, Hydro-Québec, as a supplier of imbalance energy, will sell that energy to clients who are causing imbalances at the lowest-priced market?

Me PAULE HAMELIN :

Je vais m'objecter, Monsieur le Président, parce que la question a été posée presque deux ou trois fois maintenant puis il a toujours fait l'ajout en fonction du marché qui exporte. Alors, je pense que ce n'est pas... la question a été déjà posée et la réponse a été déjà donnée par le témoin.

Me ÉRIC DUNBERRY :

Monsieur le Président...

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Dunberry?

Me ÉRIC DUNBERRY :

Bien, j'allais simplement dire que nous sommes dans le coeur de l'application de la formule de monsieur Marshall. Je comprends qu'il y a une mécanique et une raison et une explication, nous allons y venir. Mais ce que je veux comprendre c'est que dans son application, lorsque le fournisseur est en situation d'export, aux fins du calcul du prix de référence pour les services de compensation d'écarts, le prix de référence est celui qui correspond au marché au « prix le plus bas. Je veux juste bien comprendre que c'est ça. C'est ce qui est écrit mais je veux voir s'il y a autre chose ou si c'est bien ça.

Me PAULE HAMELIN :

A nouveau, mon confrère essaie de séparer la réponse et c'est son interprétation. L'expert a déjà répondu là-dessus et a donné une longue réponse. Il revient en essayant de juste scinder alors que ce n'est pas ça la formule et ce n'est pas ça qui est proposé. Ça paraît clair des réponses antérieures données par le témoin. »

B) Le rapport de monsieur Marshall

104. Le Transporteur soumet que vous ne devriez pas retenir la formule Marshall compte tenu de l'argumentaire formulé par ce dernier à l'effet que « *HQ corporation is the transmission provider* »;
105. Cet argumentaire se voulait une réponse directe à l'argument avancé par le Transporteur à l'effet que le Transporteur doit prendre l'offre du Producteur telle quelle sinon qui ferait défaut les principes de « *cost causation* » et « *user pays* » ne seraient pas rencontrés.
106. Monsieur Orans, dans son rapport, s'exprimait de la façon suivante⁷³ :
- « 1. WKM's evidence fails to recognize that as a grid operator providing default imbalance service, HQT must procure from suppliers that can technically and reliably offer this service. In the near term, Hydro-Québec Production (HQP) is the only qualified supplier of that service in Québec. To ensure full cost recovery, HQT must exactly pass, on a dollar-for-dollar basis, its procurement cost for the amount of imbalance service consumed by a grid user. Failure to do so may cause a revenue shortfall, whose recovery will likely violate the "cost-causation" and the "user pays" principles. »
107. Puisque la Régie a juridiction pour déterminer un tarif qui est raisonnable, tout excédant à ce coût devrait être assumé par l'entité Hydro-Québec et ne pas faire partie des coûts à inclure dans la base tarifaire;
108. Monsieur Marshall avait également fourni une réponse à la Régie pour expliquer que sa position était fonction de l'analyse que la FERC pourrait faire d'une telle situation⁷⁴ :
- « Firstly, in the eyes of FERC and other external entities such as NBSO, the Transmission Provider is not just HQT. It is the complete integrated utility Hydro Québec. (...) »

(Nos soulignés)

C) La question de l'arbitrage

109. Lors du contre-interrogatoire de monsieur Clermont le 7 février 2011, ce dernier a allégué ce qui suit⁷⁵ :
- « Q.129 En fait, je vais reformuler. Est-ce que vous savez qu'est-ce que ça peut représenter disons par mégawatts/an les écarts en question? Est-ce que vous avez une idée de ce que ça peut représenter?
- R. Est-ce que votre question est de savoir si les clients dont on parle aujourd'hui créent des écarts et de quel ordre sont ces écarts?
- Q.130 Oui, tout à fait.
- R. Oui.

⁷³ HQT-1, document 1, pp. 4 et 5.

⁷⁴ Pièce C-6-33, pp. 18 et ss.

⁷⁵ N.S. 7 février 2011, contre-interrogatoire de M. Clermont par Me Hamelin, p. 147, l. 18 à p. 149, l. 5.

Q.131 O.K. Et ça peut représenter combien, si je prends 2009 ou 2010, ça peut représenter combien de mégawatts pour une année?

R. Je n'ai pas le chiffre annuel. Écoutez, nos lectures sont que des clients qui aujourd'hui ne sont pas assujettis à cause de la technicalité de cette annexe-là, effectivement, il y a des sous-livraisons assez systématiques durant les périodes où le prix de l'énergie est bon et des sous- livraisons assez systématiques, sur-livraisons, pardon, assez systématiques le jour où les prix, aux heures où les prix sont moins bons. On parle, vous avez vu que Kruger est une centrale de cinq mégawatts, donc son potentiel de créer des quantités immenses de mégawatts n'est pas grand. Votre client est d'autre part une centrale, en fait un complexe de centrales beaucoup plus important avec des plus grandes quantités.

Mais oui, clairement, il y a des clients actuels qui, clairement, sur- livrent et sous-livrent aux périodes de marché opportunes. »

(Nos soulignés)

110. Cette allégation à l'effet que certains clients du Transporteur sur-livrent et sous-livrent aux moments opportuns afin de profiter d'occasions d'arbitrage visait clairement EBM;
111. EBM soumet à la Régie que cette allégation est totalement fautive et dénuée de tout fondement;
112. À cet effet, nous référons la Régie à la preuve soumise par EBM, via son témoin monsieur Richard St-Jean⁷⁶;
113. Essentiellement monsieur St-Jean a démontré que la majorité des écarts de réception ont été causés par des causes hors du contrôle d'EBM comme par exemple des défaillances du réseau du Transporteur ou des problèmes de programmation d'énergie entre le Transporteur et les réseaux voisins⁷⁷;
114. La preuve présentée par monsieur St-Jean n'a pas été contredite;
115. Au surplus, monsieur St-Jean a témoigné de la diligence dont fait preuve EBM quant au respect de sa programmation et des principes d'éthique applicables⁷⁸ :

« Q.14 Qu'est-ce que vous faites pour éviter les écarts de réception?

R. Il y a deux niveaux. Dans un premier temps, de la façon que les opérations sont structurées chez Énergie Brookfield, on a séparé les opérations sur le marché avec les gens qui opèrent nos centrales, les gens qui font l'entretien et l'opération des centrales.

Donc, on a une équipe d'opérateurs 24 heures qui s'occupe strictement de contrôler nos centrales, vérifier les... surveiller les contraintes et puis s'assurer qu'on est - j'ai le terme anglais, compliant - qu'on est conforme au respect de toutes les contraintes environnementales et réglementaires quand on exploite nos centrales.

Et du côté du marché, on a une équipe 24 heures aussi qui elle s'occupe de mettre en marché notre énergie. Les gens qui sont du côté du marketing, les gens de EBM, signent

⁷⁶ Pièce C-6-99, pp. 3 à 14; N.S. 19 avril 2011, témoignage de M. St-Jean, pp. 10 à 33.

⁷⁷ Pièce C-6-99, p. 13.

⁷⁸ N.S. 19 avril 2011, interrogatoire en chef de M. St-Jean par Me Hamelin, p. 31, l. 1 à p. 33, l. 14.

un Code d'éthique tous les ans, donc ils relisent le Code d'éthique et le signe. Puis il a été déposé tantôt.

On peut peut-être se concentrer sur certains extraits. Donc, ce Code d'éthique là, le point 2, on dit:

« Tous les employés doivent s'abstenir de s'engager dans toute activité qui pourrait représenter faussement les capacités opérationnelles, les installations de production, y compris d'une manière visant à affecter les prix ou la conjoncture du marché en retenant illégalement l'approvisionnement disponible afin de créer des pénuries artificielles d'approvisionnement. Les employés doivent aussi s'abstenir de s'engager dans des opérations ou d'ordonnancer des ressources dans l'intention de créer de la congestion et de manipuler les prix. »

Du côté de EBM, on agit dans sept différents marchés, ou Independent System Operator, aux États-Unis et au Canada. C'est important pour nous de garder un Code d'éthique serré et de le respecter en tout temps. »

(Nos soulignés)

116. Monsieur Cormier indiquait également ce qui suit en contre-interrogatoire⁷⁹ :

« Q.69 Prenons le terme écarts, si ça vous convient, ça me convient. C'est le nom d'ailleurs qui est dans le tarif. Et ces écarts peuvent être soit accidentels ou intentionnels, on ne peut pas exclure l'origine de l'un ou de l'autre?

R. Je n'utiliserais pas le mot intentionnels, mais le mot des écarts qui peuvent être causés sur des équipements qui nous appartiennent où on peut améliorer le processus pour les réduire dans le futur.

Q.70 Oui.

R. Parce qu'on s'entend, ce n'est pas dans notre intérêt de faire des écarts, on respecte nos programmes. »

(Nos soulignés)

117. Compte tenu de ce qui précède, EBM ne peut tolérer de telles allégations qu'elle juge fausses et non fondées;

118. Au paragraphe 179 de son argumentation écrite, le Transporteur revient avec cet argument en faisant référence à la notice annuelle déposée comme pièce B-209. Ce dernier mentionne que « *EBM admet tenter de tirer parti d'occasions d'arbitrage à très court terme lorsque les prix horaires diffèrent entre les marchés interconnectés dans sa zone d'exploitation* »;

119. Au paragraphe suivant, le Transporteur enchaîne et mentionne que « *Des Écarts et cette conduite sont d'ailleurs observés aux périodes de marché opportunes* »;

120. En parlant de cette conduite, le Transporteur prétend à nouveau qu'EBM effectue des transactions inopportunes malgré le témoignage de monsieur St-Jean sur cette question;

⁷⁹ N.S 20 avril 2011, contre-interrogatoire de M. Cormier par Me Dunberry, p. 48, l. 3 à l. 17.

121. EBM ne peut passer sous silence le lien que tente de faire le Transporteur;
122. Il y a lieu d'attirer l'attention de la Régie aux passages suivants du témoignage de monsieur Cormier tenu le 20 avril 2011 et cités par le Transporteur⁸⁰ :

« Q.345 O.K. J'aimerais vous référer à votre notice annuelle de ERB, Énergie renouvelable Brookfield, à la page 23.

Q.349 Oui, alors, on va faire la lecture ensemble:

[...]

« Énergie renouvelable Brookfield... »

Et on se rappelle qu'Énergie renouvelable Brookfield c'est l'acheteur de l'énergie produite à La Lièvre. Alors:

« Énergie renouvelable Brookfield conclut des contrats matériels et financiers destinés à optimiser les revenus au moyen d'un portefeuille et à atténuer l'impact de la volatilité des prix. Énergie renouvelable Brookfield peut de temps à autre tirer parti d'occasions d'arbitrage à très court terme lorsque les prix horaires diffèrent entre les marchés interconnectés dans sa région d'exploitation. Il existe un risque opérationnel lié à ces activités qui pourrait occasionner des pertes dans certaines circonstances. Énergie renouvelable Brookfield est également exposée aux pertes en cas de non exécution par les contreparties aux instruments financiers et aux opérations commerciales matérielles relatives à l'électricité et au gaz naturel. »

Je vous laisse lire la suite. On parle de différences de prix horaires entre les marchés interconnectés dans la région d'exploitation.

Seriez-vous d'accord avec moi pour dire que les marchés de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre et du Québec sont des marchés interconnectés dans votre région d'exploitation?

R. Effectivement, c'est complètement... c'est rationnel avec nos décisions d'affaires d'avoir acheté du transport entre l'Ontario et la Nouvelle-Angleterre.

Q.350 Est-ce que vous êtes d'accord avec cette formulation qui se retrouve dans la notice annuelle?

R. Oui, certainement. »

(Nos soulignés)

123. Quelques lignes plus haut, monsieur Cormier expliquait de quel type d'occasion d'arbitrage tirait avantage⁸¹ :

« Q.336 Donc, il est possible pour Brookfield de saisir des opportunités de marché en Ontario à plus bas prix et les revendre sur le marché de la Nouvelle-Angleterre à plus fort prix?

R. Oui, c'est une possibilité.

⁸⁰ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire M. Cormier par Me Dunberry, p. 199, l. 16 à p. 202, l. 20.

⁸¹ N.S. 20 avril 2011, contre-interrogatoire M. Cormier par Me Dunberry, p. 196 à p. 199.

Q.337 Et c'est des activités, sauf erreur, que vous considérez sans doute à des fins de développer vos opportunités d'affaires, maximiser vos revenus, enfin ce qu'on disait plus tôt aujourd'hui?

R. Oui, on a acheté le transport sur ce tronçon-là pour faire ces activités de transactions d'électricité.

Q.338 Dans la présentation que vous avez faite hier où nous avons cette liste des causes d'écarts, et je vais y référer, c'est la C-6-97 si vous voulez la reprendre, vous avez identifié cinq causes. On ne voit aucune référence à cette page à une autre cause; c'est celle de saisir une opportunité ponctuelle sur les marchés, que ce soit de l'Ontario ou de la Nouvelle-Angleterre, de saisir une occasion de marché pour sur-livrer ou sous-livrer, suivant vos programmations, de façon à profiter de certaines occasions d'affaires, donc une décision de l'entreprise ponctuelle pour - je me répète - saisir une opportunité de marché. Est-ce que cet élément-là ne devrait pas également apparaître à la page 10?

R. Non, pas du tout.

Q.339 Pourquoi?

Q.340 Jusqu'à maintenant il n'y en a jamais eu. Sauf erreur, vous n'avez jamais payé pour ces écarts-là à ce jour, n'est-ce pas?

R. Il y a jamais eu de...

R. Parce qu'on respecte nos programmes. On a un code d'éthique. On respecte... quand on dit qu'on va livrer 100 mégawatts, on livre 100 mégawatts. De plus, il y a des pénalités associées à ça.

Q.341 Vous n'avez jamais payé le Transporteur pour des écarts, c'est de l'énergie inadvertante, ça a été traité autrement mais vous n'avez jamais payé de pénalités au sens où on l'entend maintenant à l'annexe 4 si elle était autorisée?

R. On n'a jamais payé. On n'a jamais reçu non plus d'argent pour les mégawatts en trop qu'on a produits. »

124. Les extraits mentionnés ci-dessus démontrent que le témoignage de monsieur Cormier est à l'effet que EBM tire profit d'occasions d'arbitrage entre les marchés interconnectés lorsque les prix horaires diffèrent d'un marché interconnecté à un autre;
125. Son témoignage n'a strictement rien à voir avec les occasions d'arbitrage dont un client pourrait tirer profit en sur-livrando ou sous-livrando de façon intentionnelle sur le réseau afin de profiter du service de compensation des écarts de réception et de livraison;
126. L'arbitrage dont il est question à la notice annuelle (pièce B-209) vise tout simplement le fait de tirer profit d'occasions d'affaire lorsque les prix sont bas sur un marché, par exemple le marché de l'Ontario, et élevé sur un autre marché, par exemple celui de la Nouvelle-Angleterre, à une heure donnée
127. D'ailleurs, selon Paul ROBERT, *Le nouveau Petit Robert*, Éditions Le Robert, 2008, p. 129, la notion d'arbitrage signifie :
« Opération d'achat et de vente en vue de tirer bénéfice des différences de cours entre deux choses similaires sur la même place, ou entre deux places différentes sur la même chose (valeur ou marchandise) »

128. La portée des propos de monsieur Cormier a de plus été confirmée en réinterrogatoire⁸² :

« Q.244 Alors, tout d'abord sur les annexes 4 et 5 et ma question va... mes questions vont s'adresser à monsieur Cormier et à monsieur St-Jean. Dans le cadre du contre interrogatoire de HQT, il a été fait référence à la notice annuelle d'Énergie renouvelable Brookfield; c'est la pièce B-209. Alors, j'aimerais vous référer... avant de sortir... vous pouvez sortir la pièce B-209 mais le passage est repris dans les notes sténographiques du 20 avril à la page... ça commence à la page 199. Alors, c'est le volume 21, audience du 20 avril 2011.

(...)

Alors, ici, on a parlé de référence à « parti d'occasions d'arbitrage ». Est-ce que vous pouvez me dire de quelles occasions d'arbitrage on réfère ici?

(...)

« Q.247 Alors, Monsieur Cormier, Monsieur St-Jean, est-ce que vous êtes en mesure de nous dire, quand on réfère ici au fait que Énergie renouvelable Brookfield peut de temps à autre tirer parti d'occasions d'arbitrage, et on spécifie à très court terme lorsque les prix horaires diffèrent dans les marchés interconnectés, est-ce que vous êtes en mesure de nous dire à quelles occasions d'arbitrage on réfère ici?

R. Je peux répondre par un exemple. On a du transport entre l'Ontario et la Nouvelle-Angleterre, quand les prix en Ontario sont moins chers qu'en Nouvelle-Angleterre et que le différentiel de prix est plus grand que le coût de transport, c'est souvent un type d'arbitrage comme ça, un arbitrage entre deux régions. Ça peut être entre New York aussi et la Nouvelle-Angleterre par les réseaux américains. C'est souvent sur les marchés dérèglementés voisins.

Q.248 Est-ce que vous croyez que dans... quand on réfère ici à « parti d'occasions d'arbitrage », il est fait référence au service d'écart de réception et... d'écart de réception?

R. Clairement, nous, on achète sur des marchés organisés qui ont leurs propres règles puis on respecte ces règles-là. Quand on fait les activités que j'ai mentionnées tantôt, acheter à la zone M puis revendre à la zone A, c'est clairement encadré dans un cadre légal qu'on respecte. »

129. Aux paragraphes 181 et 182, le Transporteur dans son argumentation écrite mentionne qu'EBM s'est intéressée de près à la situation d'exportateur ou d'importateur de la société Hydro-Québec et que ce genre d'exercice « recherché par la formule Marshall » introduit un élément de prévisibilité permettant de juger d'avance de l'application de la formule Marshall et d'évaluer le coût d'un écart;
130. Cette affirmation est fausse et dénuée de tout fondement;
131. De l'avis même de l'expert du Transporteur, monsieur Orans, les écarts ne sont pas prévisibles⁸³ :

⁸² N.S. 11 mai 2011, ré-interrogatoire de M. Cormier par Me Hamelin, p. 184, l. 20 à p. 185, l. 9; p. 187, l. 20 à 23, et p. 191, l. 3 à p. 192, l. 13.

« Q.132 Okay. And one question also, can you predict imbalance, I mean, in an operation, is imbalance a concept that you can predict?

R. No, it happens »

132. De plus, les témoignages de monsieur St-Jean et de monsieur Cormier démontrent que les écarts de réception et de livraison résultent de situations qui sont hors du contrôle d'EBM⁸⁴ :

➤ Pièce C-6-97, p. 10;

➤ Pièce C-6-99;

D) La question de la fiabilité

133. Dans le cadre du présent dossier, le Transporteur a argumenté que le service des écarts de réception et de livraison était un service essentiel pour la fiabilité du réseau du Transporteur;

134. À ce sujet, nous tenons à rappeler les propos tenus par notre expert monsieur Marshall⁸⁵ :

R. Yes. The issue is correct as Mr. Dunberry said, you have to separate the physical correction of imbalance from the financial compensation of the service, they're two completely different things. Speaking of the physical correction, yes, electricity travels at the speed of light, it's necessary to maintain balance in a system, in the entire system, with all of the loads, not just the point-to-point loads but all the loads in the system have to be balanced with generation in order to maintain frequency. Now, frequency is only a component of reliability.

The more essential service for reliability is operating reserve of which the balancing service is only a small piece of the operating reserve. You need the operating reserve to be ready to provide for any large contingency that occurs on the system in order to maintain reliability, that the system continues to run. The imbalance in real time is simply to keep the frequency near 60 hertz, it is not the essential reliability service. »

(Nos soulignés)

135. Aussi, il y a lieu de se rapporter à la présentation de monsieur Marshall lorsque ce dernier expliquait l'impact relatif d'un écart de réception au niveau de la fiabilité du réseau en général⁸⁶ :

« - No evidence on reliability impact was provided only that any deviation contributes to reducing reliability

- WKM submits that the relative impacts are very small

- Total long term firm Pt-to-Pt by others totals about 600 MW

- 10% Deviation (all schedules in same direction) is 60 MW

- 30% variation in 700 MW of existing wind is 210 MW

⁸³ N.S. 8 février 2011, contre-interrogatoire de M. Orans par Me Turmel, p. 124, l. 6 à l. 10.

⁸⁴ Pièce C-6-97, p. 10; Pièce C-6-99.

⁸⁵ N.S. 20 avril 2001, contre-interrogatoire de M. Marshall par Me Dunberry, p. 88, l. 9 à p.89, l. 8

⁸⁶ Pièce C-6-96, p. 20.

- 30% variation in 4,500MW of planned wind is 1,350 MW
- HQT 10 minute operating reserve is 1000 MW
- Load in Québec Interconnection varies from about 15,000 to 35,000 MW»

VI. CONCLUSION

136. À la lumière de ce qui précède, nous soumettons que la formule proposée par EBM respecte en tout point la décision D-2010-015, les principes reconnus par la FERC en matière d'écart de réception et de livraison et nous soumettons que la Régie devrait l'entériner.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 4 juillet 2011

GOWLING LAFLEUR HENDERSON, S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Procureurs de l'intervenante **ÉNERGIE BROOKFIELD**
MARKETING S.E.C.