

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE

- 1. Références :** (i) Pièce B-0005, page 8;
(ii) Site internet de NYISO¹.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur explique ce qui suit :

« L'Entente implique la création d'un compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner.

Les retraits sont limités en fonction, d'une part, des taux de livraisons associés aux contrats assujettis et, d'autre part, du niveau prévu des besoins réguliers du Distributeur, selon les modalités présentées à la section 2.3.

Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation sera de 7 \$CA/MWh, applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation. »

À la référence (ii), NERA Economic Consulting (NERA) réalise une étude pour le NYISO : *Independent Study to Establish Parameters of the ICAP Demand Curve for the New York Independent System Operator.*

Demandes :

- 1.1** Veuillez indiquer si les ajouts au compte de modulation peuvent être limités, de quelque façon que ce soit.

Réponse :

Non. Les ajouts au compte de modulation correspondent à la production réelle des contrats assujettis, laquelle n'est pas sous le contrôle du Distributeur ou du Producteur.

- 1.2** Veuillez indiquer les bases du calcul ou les références au marché ayant permis d'établir le coût de 7 \$ CA/MWh pour le service de modulation.

¹ http://www.nyiso.com/public/webdocs/committees/bic_icapwg/meeting_materials/2010-12-01/Demand_Curve_Study_Report_11-15-10_Revised.pdf.

Réponse :

Le montant de 7 \$/MWh est un prix négocié à la satisfaction des deux parties. De plus, le service de modulation permet au Distributeur d'éviter les frais associés aux transactions d'achats et de ventes sur les marchés de court terme. Ainsi, ce montant de 7 \$/MWh tient compte de tous les paramètres de l'Entente, notamment les coûts qu'elle permet d'éviter.

Par ailleurs, il n'existe pas de service comparable au service de modulation sur les marchés.

- 1.3** Veuillez justifier le fait que le prix du service de modulation ne varie pas à la hausse ou à la baisse sur la durée de l'Entente.

Réponse :

Les parties ont convenu de ne pas indexer le prix du service de modulation.

- 1.4** Veuillez justifier l'application du prix du service de modulation sur les ajouts nets au compte de modulation plutôt qu'uniquement sur les retraits.

Réponse :

Les négociations ont porté uniquement sur un service de modulation comportant une rémunération des ajouts et des retraits nets. Si la tarification d'un tel service avait été structurée différemment, le prix unitaire aurait également été différent.

- 1.5** Veuillez préciser si un retrait nul (0 MWh) est considéré lors du calcul du nombre de MWh modulés. En d'autres mots, veuillez préciser si le Distributeur doit payer au Producteur un montant de 7 \$CA/MWh à toutes les heures de l'année. Par exemple, si, pour une heure donnée, il y a un ajout de 100 MWh et que le Distributeur fait un retrait de 0 MWh, est-ce que ce dernier devra payer une somme de $(100-0)\text{MWh} * 7 \text{ \$CA/MWh} = 700 \text{ \$CA}$?

Réponse :

Cet exemple de calcul est conforme à l'Entente.

Par contre, si l'ajout était de 100 MWh et le retrait également de 100 MWh, le coût du service de modulation serait nul.

- 1.6 Considérant la référence (ii), veuillez indiquer s'il est raisonnable de comparer le prix du service de modulation aux coûts totaux variables par unité (\$/MWh) d'une nouvelle turbine à gaz de type « peaking unit ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Il n'y a pas de comparaison à faire entre le prix de ces deux services. Une turbine à gaz de type « peaking unit » permet de répondre à des besoins de puissance, alors que le service de modulation offrira au Distributeur une meilleure adéquation horaire entre les besoins et l'offre ainsi qu'une meilleure répartition annuelle des approvisionnements.

- 1.7 Veuillez indiquer si le prix du service de modulation a été calculé et calibré en fonction des frais associés à la revente ou l'achat sur les marchés de court terme, soit les frais de transport, de courtage, de transit et les pertes. Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.8 Veuillez indiquer si vous considérez le coût unitaire du service de modulation comme comparable au coût d'un service de stockage, découlant de coûts d'injection et de retrait de quantités d'énergie. Veuillez élaborer.

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe pas de tels services commercialisés dans l'industrie électrique.

- 1.9 Le cas échéant, veuillez fournir des exemples de services de stockage de type « éolien / hydraulique » en vigueur ailleurs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.8.

2. **Références :** (i) Pièce B-0005, page 9;
(ii) Pièce B-0005, page 10;
(iii) Pièce B-0005, page 23.

Préambule :

Référence (i) :

« Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = 0,45 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0,30 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Où : VHG = Valeur horaire garantie;

$PÉ$ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial;

$PPCH$ = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial;

$PCCB$ = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Le Producteur est tenu d'honorer les programmes de retraits jusqu'à la valeur horaire garantie. » (nous soulignons)

À la référence (ii), le Distributeur précise : « Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournira au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre. Cette quantité, au-delà des 30 % de contribution en puissance propre à la production éolienne, porte à 45 % la puissance fournie par les parcs éoliens. »

À la référence (iii), le tableau 3.5 présente un sommaire de l'utilisation de l'Entente de 2012 à 2014.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si la « puissance installée » associée à chacun des groupes de contrats mentionnés en référence (i) (contrats éoliens en service commercial, contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial et contrats de cogénération et de biomasse en service commercial) représente la somme des puissances contractuelles pour chacune des différentes formes d'énergie ou s'il s'agit de la somme des puissances nominales des équipements de production associés.

Réponse :

La puissance installée correspond à la somme des puissances contractuelles.

- 2.2** Veuillez fournir les F.U. moyens des contrats éoliens, de petites centrales hydroélectriques et de cogénération à la biomasse.

Réponse :

La contribution énergétique annuelle moyenne des parcs éoliens est de 36 %, évaluée à partir des données d'Hélimax. La contribution énergétique annuelle moyenne des petites centrales hydroélectriques est de 53 % et celle des centrales de biomasse de 90 %, toutes deux évaluées sur la base des informations fournies par les promoteurs.

Par ailleurs, les contributions en puissance sont de 30 %, 40 % et 90 % pour les parcs éoliens, les petites centrales hydroélectriques et les centrales de biomasse respectivement.

- 2.3** Veuillez présenter pour chaque mois, sous forme de tableau, la contribution moyenne réelle en MW de l'ensemble des parcs éoliens mis en service au cours des cinq dernières années.

Réponse :

Ces données, pour chacun des parcs éoliens en service, sont transmises à la Régie sous pli confidentiel dans les rapports annuels du Distributeur (voir les pièces HQD-3, Document 1.1).

Par ailleurs, le Distributeur précise que ces données n'ont pas été utilisées aux fins de la négociation des modalités de l'Entente et pour préparer la preuve du présent dossier. Les données éoliennes utilisées aux fins de planification sont celles reconstituées par Hélimax.

- 2.4** Veuillez présenter, sous forme de tableau, les quantités mensuelles prévues être ajoutées, par source d'énergie, au compte de modulation et retirées de celui-ci pour chacune des années de la durée de l'Entente.

Réponse :

Le Distributeur précise que les informations ayant permis d'établir les ajouts au compte de modulation pour les petites centrales hydroélectriques et les centrales à la biomasse sont issues de données contractuelles. Ces quantités varieront en temps réel selon, notamment, les disponibilités des équipements, les conditions climatiques et les conditions hydrauliques.

Les données éoliennes utilisées proviennent des données reconstituées de production éolienne basées sur la climatologie des

années 1971 à 2006 calculées par HéliMAX². Elles représentent la meilleure estimation du Distributeur et non des quantités certaines à être ajoutées au compte de modulation.

Les retraits sont quant à eux le résultat des 36 scénarios climatologiques et ne peuvent non plus être considérés comme des quantités certaines.

En somme, ce sont des données de planification aux fins d'analyse. À titre illustratif, et sous réserve des commentaires faits ci-dessus, le Distributeur présente les données aux tableaux R-2.4.

² Voir http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf

Tableaux R-2.4

2012 (GWh)	Ajouts bruts			Ajouts totaux	Retraits bruts ¹
	Éolien ¹	Biomasse	PCH		
Janvier	270	16	8	294	586
Février	228	15	6	250	541
Mars	245	16	5	266	466
Avril	233	16	8	257	265
Mai	206	17	13	236	102
Juin	197	18	12	227	70
Juillet	213	18	10	241	70
Août	208	18	8	234	77
Septembre	247	17	7	271	77
Octobre	277	17	10	303	157
Novembre	293	16	12	321	360
Décembre	471	51	11	532	595
TOTAL	3 088	235	110	3 433	3 365

2013 (GWh)	Ajouts bruts			Ajouts totaux	Retraits bruts ¹
	Éolien ¹	Biomasse	PCH		
Janvier	521	51	9	581	892
Février	425	46	7	479	807
Mars	473	51	6	530	729
Avril	450	50	9	509	378
Mai	398	52	15	465	123
Juin	381	51	58	490	94
Juillet	412	53	46	511	89
Août	402	53	36	490	101
Septembre	477	51	35	562	93
Octobre	534	52	47	633	211
Novembre	567	49	49	665	537
Décembre	653	51	45	749	880
TOTAL	5 692	610	361	6 663	4 934

2014 (GWh)	Ajouts bruts			Ajouts totaux	Retraits bruts ¹
	Éolien ¹	Biomasse	PCH		
Janvier	723	51	37	811	1 081
Février	590	46	29	666	978
Mars	657	51	23	731	904
Avril	624	50	36	711	471
Mai	552	52	61	665	143
Juin	483	51	80	614	106
Juillet	523	53	63	639	103
Août	510	53	49	612	116
Septembre	606	51	48	704	105
Octobre	678	52	64	794	255
Novembre	720	49	67	836	663
Décembre	770	51	61	882	1 065
TOTAL	7 436	610	619	8 665	5 990

Note 1 : Moyenne des 36 climatologies.

- 2.5** Veuillez expliquer comment la formule de la VHG permet au Distributeur d'utiliser en hiver des surplus générés pendant les autres mois de l'année pour les contrats de petites centrales hydroélectriques et de cogénération à la biomasse.

Réponse :

La VHG permet au Distributeur de compter en tout temps sur des livraisons fermes d'énergie pour la production des parcs éoliens, des petites centrales hydroélectriques et de cogénération à la biomasse, qu'il peut utiliser selon ses besoins. La garantie de puissance additionnelle de 15 % en période d'hiver permet en outre au Distributeur d'obtenir un service qui combine la livraison d'énergie ferme associée à une garantie de puissance. Or, cette énergie rendue disponible en tout temps provient implicitement des surplus qui seront cumulés dans le compte de modulation. Le Distributeur rappelle que durant les heures où les BRD sont inférieurs à 32 000 MW, les retraits du compte de modulation ne sont pas limités à la VHG.

- 3. Référence :** Pièce B-0005, page 13.

Préambule :

« L'objectif premier de l'Entente est de permettre au Distributeur d'équilibrer son bilan en énergie en favorisant une meilleure adéquation horaire entre les besoins et l'offre, facilitant ainsi la répartition annuelle des approvisionnements. En effet, puisque des surplus sont anticipés pour les prochaines années, l'Entente permettra d'utiliser au cours des mois d'hiver les surplus générés pendant les autres mois de l'année.

Le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale, qui constitue la source d'approvisionnement la moins coûteuse du Distributeur. Il permettra également de réduire de façon considérable les transactions de court terme et ainsi éviter les coûts importants rattachés à ces transactions (pertes électriques, coûts de transport, frais de courtage et services complémentaires sur les marchés hors Québec). »

Demandes :

- 3.1** Veuillez présenter les bilans en énergie et en puissance du Distributeur selon, d'une part, un scénario sans modulation, et d'autre part, selon un scénario avec modulation. Veuillez utiliser les plus récentes prévisions sur l'horizon 2011-2015, incluant une année avant l'entrée en vigueur de l'Entente et une année après la durée de celle-ci.

Réponse :

Les bilans présentés aux tableaux R-3.1-A à R-3.1-E sont basés sur les prévisions retenues lors du dépôt de la preuve, qui sont essentiellement les mêmes que dans l'État d'avancement 2011 pour les années 2012, 2013, 2014. De plus, le Distributeur ne possède pas de bilan selon un scénario avec modulation pour les années 2011 et 2015, puisque ces années sont hors de la période couverte par l'Entente.

**Tableau R-3.1-A
Bilan en énergie du scénario sans modulation**

	2012	2013	2014
= Besoins visés par le Plan ⁽¹⁾	184,2	185,7	186,8
- Volume d'électricité patrimoniale	177,6	176,8	176,3
<i>(dont patrimonial inutilisé)</i>	1,2	2,1	2,6
= AAR au-delà du patrimonial	6,6	8,9	10,5
- Appro. non patrimoniaux	6,6	8,9	10,5
▪ TransCanada Energy	-	-	-
▪ HQP - Base et cyclable	2,7	2,3	2,2
▪ <i>Base</i>	2,1	1,7	1,7
▪ <i>Cyclable</i>	0,7	0,6	0,6
▪ <i>Énergie différée</i>	(2,0)	(2,2)	(2,3)
▪ <i>Énergie rappelée</i>	1,0	0,9	0,9
▪ Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien I : 990 MW	2,3	2,6	2,6
▪ Éolien II : 2000 MW	0,8	3,0	4,5
▪ Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,3
▪ Biomasse II : 125 MW	0,0	0,4	0,4
▪ Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,3	0,6
▪ Transactions de court terme	0,4	(0,0)	(0,4)
Achats de court terme	1,2	1,4	1,4
Reventes de surplus	(0,7)	(1,4)	(1,8)
= AAR (Surplus)	-	-	-

(1) Excluant le 29 février

**Tableau R-3.1-B
Bilan en puissance du scénario sans modulation**

	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
= Besoins à la pointe visés par le Plan	36 835	37 621	38 065
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité Taux de réserve requise (PA 2011-2020)	3 385 9,2%	3 660 9,7%	3 917 10,3%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 778	3 839	4 540
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 558	2 904	3 182
▪ TransCanada Energy	0	0	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 150	1 200	1 200
▪ Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24
▪ Éolien (3500 MW) (30%) ⁽¹⁾	260	502	697
▪ Biomasse II (125 MW)	0	51	52
▪ Petite hydraulique (150 MW)	23	27	109
▪ Électricité interruptible	850	850	850
▪ Abaissement de tension	250	250	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis au 10 MW près)	220	930	1 360

Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle).

À compter de janvier 2012, la contribution des éoliennes est de 30% et celle de HQP est de 15%.

**Tableau R-3.1-C
Bilan en énergie du scénario avec modulation**

	2012	2013	2014
= Besoins visés par le Plan ⁽¹⁾	184,2	185,7	186,8
- Volume d'électricité patrimoniale	178,6	178,6	178,7
<i>(dont patrimonial inutilisé)</i>	0,3	0,2	0,2
= AAR au-delà du patrimonial	5,7	7,1	8,1
- Appro. non patrimoniaux	5,7	7,1	8,2
▪ TransCanada Energy	-	-	-
▪ HQP - Base et cyclable	2,6	2,0	1,8
▪ <i>Base</i>	2,1	1,7	1,7
▪ <i>Cyclable</i>	0,5	0,3	0,2
▪ <i>Énergie différée</i>	(2,0)	(2,2)	(2,3)
▪ <i>Énergie rappelée</i>	1,0	0,9	0,9
▪ Revente du solde de modulation	(0,8)	(2,0)	(2,8)
▪ Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien I : 990 MW	2,3	2,6	2,6
▪ Éolien II : 2000 MW	0,8	3,0	4,5
▪ Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,3
▪ Biomasse II : 125 MW	0,0	0,4	0,4
▪ Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,3	0,6
▪ Transactions de court terme	0,4	0,4	0,4
Achats de court terme	0,5	0,4	0,4
Reventes de surplus	(0,1)	(0,0)	(0,0)
= AAR (Surplus)	-	-	-

(1) Excluant le 29 février

**Tableau R-3.1-D
Bilan en puissance du scénario avec modulation**

	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
= Besoins à la pointe visés par le Plan	36 835	37 621	38 065
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité Taux de réserve requise (PA 2011-2020)	3 385 9,2%	3 660 9,7%	3 917 10,3%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 778	3 839	4 540
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 688	3 156	3 531
▪ TransCanada Energy	0	0	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 150	1 200	1 200
▪ Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24
▪ Éolien (3500 MW) (30%) ⁽¹⁾	260	502	697
▪ Entente globale de modulation (15%)	130	251	349
▪ Biomasse II (125 MW)	0	51	52
▪ Petite hydraulique (150 MW)	23	27	109
▪ Électricité interruptible	850	850	850
▪ Abaissement de tension	250	250	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis au 10 MW près)	90	680	1 010

Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle).
À compter de janvier 2012, la contribution des éoliennes est de 30% et celle de HQP est de 15%.

Tableaux R-3.1-E
Détails du compte d'énergie différée des scénarios avec et sans modulation

COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE (TWh)

Révision du 18 mai 2011

	2012	2013	2014
Différée	2,0	2,2	2,3
Base	2,0	2,2	2,3
Cyclable	-	-	-
Retournée	1,0	0,9	0,9
Base	1,0	0,9	0,9
Cyclable	-	-	-
Solde	6,4	7,7	9,1
Base	3,9	5,2	6,6
Cyclable	2,5	2,5	2,5

COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE (MW mensuels)

Révision du 18 mai 2011

	2012	2013	2014
Janvier	550	600	600
Février	500	450	450
Mars	0	-250	-350
Avril	-350	-350	-350
Mai	-350	-350	-350
Juin	-350	-350	-350
Juillet	-350	-350	-350
Août	-350	-350	-350
Septembre	-350	-350	-350
Octobre	-350	-350	-350
Novembre	-250	-350	-350
Décembre	300	200	200
Total annuel	-0,997	-1,338	-1,412
Total différé	-1,978	-2,236	-2,310
Total rappelé	0,980	0,898	0,898
Solde	-6,385	-7,723	-9,136

- 3.2 Veuillez indiquer si, dans le scénario sans modulation, le Distributeur prévoit procéder à des transactions d'achat ou de vente sur les marchés de court terme à chacune des heures d'une année. Dans la négative, veuillez préciser

votre réponse en indiquant, entre autres, le nombre d'heures par année où le Distributeur prévoit procéder à des transactions sur les marchés de court terme.

Réponse :

Dans un scénario sans l'Entente, le Distributeur ne procéderait pas à des transactions sur une base horaire. Il ne peut cependant pas quantifier le nombre d'heures durant lesquelles il aurait à réaliser des transactions d'achat ou de revente. Dans un tel scénario, le Distributeur évalue entre 1,2 TWh et 1,4 TWh les volumes annuels d'achats sur les marchés et entre 0,7 TWh et 1,8 TWh les volumes de revente pour les années 2012 à 2014, tel que présenté aux pages 17 à 19 de la pièce HQD-1, Document 1.

Toutefois, le Distributeur précise que, pour des raisons opérationnelles, notamment liées à l'imprécision de la prévision de production éolienne, il pourrait être impossible de réaliser l'ensemble des transactions, surtout en mode de revente. Ainsi, le Distributeur doit s'attendre à ce qu'en pareil cas, l'utilisation de l'électricité patrimoniale soit réduite, et ce, tel que mentionné en preuve.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 14 et 15;
 - (ii) Pièce B-0005, page 16;
 - (iii) Pièce B-0005, pages 17, 18 et 19;
 - (iv) Pièce B-0005, page 22.

Préambule :

En référence (i) :

« Considérant la nature de l'Entente, l'analyse de l'impact de sa mise en place ne peut être basée uniquement sur un scénario déterministe de la demande et de l'offre. En effet, les coûts de l'utilisation de l'Entente étant établis sur les ajouts et retraits horaires au compte de modulation, l'évaluation de ceux-ci est sensible aux hypothèses sur la production éolienne et la demande.

D'une part, il importe de simuler une production éolienne dont la variabilité est représentative de la réalité, donc qui varie d'heure en heure, plutôt qu'une production éolienne estimée à partir de la production attendue en moyenne mensuellement ou annuellement.

D'autre part, pour estimer l'impact des aléas climatiques sur la rentabilité de l'Entente, l'analyse doit porter sur différents scénarios de demande. Le Distributeur dispose de prévisions de la demande basées sur 36 années de données climatologiques historiques (1971-2006). De plus, basées sur ces mêmes années de climatologie, des

prévisions horaires de la production éolienne ont été produites. Ainsi, pour chaque année couverte par l'Entente, soit 2012 à 2014, 36 cas climatiques d'offre et de demande ont été analysés. »

En référence (ii) :

« Les résultats des simulations réalisées en tenant compte de l'Entente sont comparés à un scénario sans entente de modulation ni entente d'intégration éolienne. Les tableaux 3.1 à 3.3 présentent, pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des 36 résultats. Les coûts totaux présentés sont composés seulement des éléments qui varient avec l'Entente. »

Les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la référence (iii) présentent une analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation pour 2012, 2013 et 2014.

À la référence (iv), le tableau 3.4 présente une analyse de la dispersion des 36 cas climatologiques de 2012 à 2014.

Demandes :

4.1 Veuillez préciser la source des données climatologiques historiques.

Réponse :

Les 36 cas climatiques de demande sont obtenus par la méthodologie décrite à la section 1.5 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2E au dossier R-3648-2007 (Plan d'approvisionnement 2008-2017) avec quelques détails additionnels à la section 2.1 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2E au dossier R-3748-2010. Les données proviennent des relevés climatologiques reçus d'Environnement Canada par Hydro-Québec TransÉnergie.

Pour les 36 cas climatiques de la production éolienne, tel que mentionné à la page 15 de la pièce HQD-1, Document-1, le Distributeur utilise les données reconstituées de production éolienne basées sur la climatologie des années 1971 à 2006 calculées par Hélimax. La méthodologie utilisée par Hélimax, de même que les sources de données météorologiques sont décrites dans le rapport disponible sur le site de la Régie :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf

- 4.2 Veuillez préciser si les données climatologiques historiques ont été recueillies pour le Québec dans son ensemble ou pour chacune des régions où sont situés les parcs éoliens assujettis à l'Entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1

- 4.3 Veuillez préciser la méthodologie statistique pour calculer et valider chacun des 36 cas climatiques d'offre et de demande.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1

- 4.4 Veuillez présenter, sous forme graphique, la distribution des 36 années de climatologie pour chaque année couvertes par l'Entente.

Réponse :

Les distributions des 36 courbes, tant en énergie qu'en puissance, sont présentées aux pages 91 à 93 de l'annexe 2B de la pièce HQD-1, Document 2 du dossier R-3748-2010. Ces courbes ne changent pas d'une année à l'autre et sont valables pour les années 2012 à 2014.

- 4.5 Selon le format des tableaux de la référence (iii), veuillez présenter, pour chacune des années couvertes par l'Entente, les 36 résultats d'analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation.

Réponse :

Compte tenu du niveau de détail demandé, le Distributeur propose de présenter ces résultats sous forme graphique. Ainsi, les figures R-4.5-A à R-4.5-C représentent la dispersion des 36 scénarios selon l'écart en énergie de chaque scénario par rapport à la moyenne, ainsi que l'analyse de rentabilité de chaque scénario avec l'Entente par rapport à un scénario sans elle.

Tel que le démontrent les figures, il n'y a que neuf cas sur cent huit, apparaissant tous à l'année 2012, où le Distributeur ne retire aucun bénéfice sur la durée de l'Entente.

Figure R-4.5-A

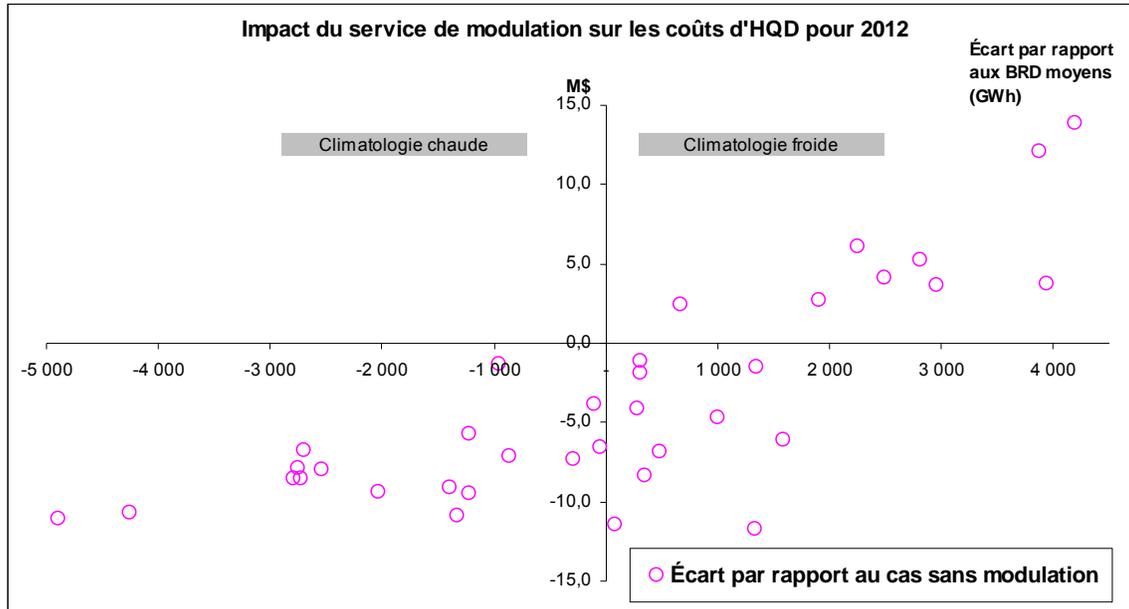


Figure R-4.5-B

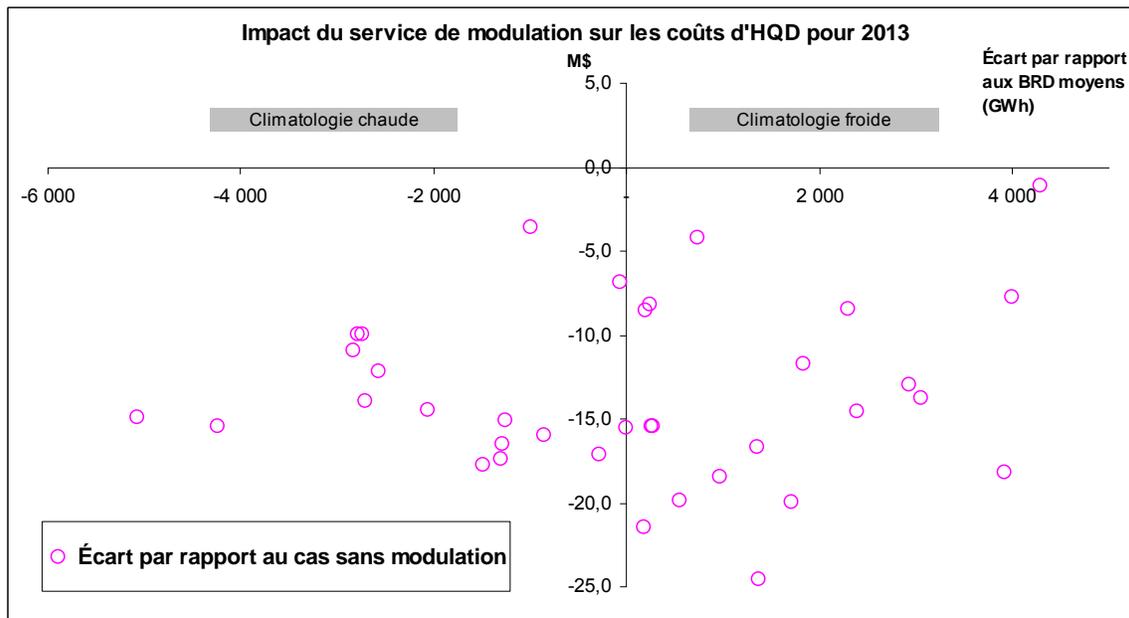
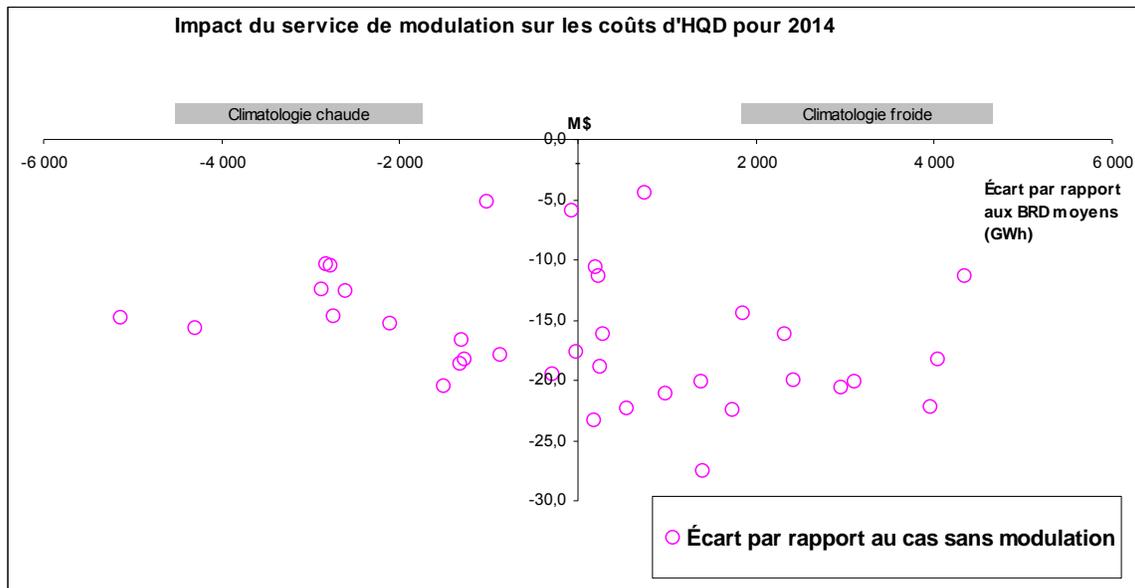


Figure R-4.5-C



4.6 Veuillez préciser les valeurs des écarts-types propres à chacun des 36 cas climatiques, et ce, pour chacune des années couvertes par l'Entente.

Réponse :

Voir la tableau A-1 à l'annexe 1.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 17, 18 et 19;
 - (ii) Pièce B-0005, pages 34 et 35;
 - (iii) Dossier R-3726-2010, pièce B-1-HQD-1, document 1, page 21 Annexe 1- Comparaison entre les conventions actuelles et les conventions amendées.

Préambule :

Les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la référence (i) présentent une analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation en 2012, 2013 et 2014.

L'annexe 2, à la référence (ii), établit les prix des transactions de court terme et de la revente du solde de modulation.

À la référence (iii) le prix unitaire de l'énergie en vertu du contrat de l'énergie cyclable avec Hydro-Québec Production est de 5,6 ¢/kWh en 2010.

Demandes :

5.1 Veuillez concilier chacun des prix unitaires de l'énergie cyclable inscrits à la référence (i) avec celui de 5,6 ¢/kWh (\$2010) présenté à la référence (iii).

Réponse :

Le prix unitaire du contrat cyclable à la référence (iii) inclut le montant pour la puissance, pour un total de 5,6 ¢/kWh en dollars de 2010 :

- Montant pour la puissance :

$$[110\ 000 \text{ \$/MW/an} * (1,02)(2010-2007) * 250 * 94\%] / (250 * 8760) = 12,53 \text{ \$/MWh}$$

- Montant pour l'énergie :

$$41 \text{ \$/MWh} * (1,02)(2010-2007) = 43,51 \text{ \$/MWh}$$

- Total : 56,04 \$/MWh

Le prix unitaire du contrat cyclable inscrit aux tableaux de la référence (i) correspond au prix de la composante énergie seulement, en dollar des années d'application de l'Entente.

5.2 Veuillez présenter le calcul des prix unitaires de l'électricité patrimoniale inutilisée pour chacune des années.

Réponse :

2012	25,74 = 27,90 \$/MWh/(1,084)
2013	25,74 = 27,90 \$/MWh/(1,084)
2014	27,58 = 29,90 \$/MWh/(1,084)

où 1,084 correspond à l'ajustement pour le taux de pertes implicite au contrat patrimonial.

Pour 2014, le prix de l'électricité patrimoniale avant pertes de 29,90 \$/MWh correspond au prix de 27,90 \$/MWh auquel est ajouté un cinquième de l'augmentation prévue du prix de l'électricité patrimoniale de 10 \$/MWh sur l'horizon 2014 - 2018, soit 2 \$/MWh.

- 5.3** À la référence (i), pour chacune des années de l'Entente et chacun des scénarios, veuillez ventiler par mois les quantités d'électricité patrimoniale inutilisées.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'électricité patrimoniale inutilisée, définie comme la différence négative entre la somme des valeurs horaires du volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale et le volume maximal de 178,86 TWh représentant l'engagement annuel maximal du Producteur relatif à l'électricité patrimoniale, prend son sens uniquement sur une base annuelle.

À titre indicatif seulement, le Distributeur présente au tableau R-5.3 ce que pourrait être la répartition mensuelle de l'électricité patrimoniale inutilisée selon les scénarios utilisés.

Tableau R-5.3

Électricité patrimoniale inutilisée (GWh)¹

	2012		2013		2014	
	Sans modulation	Avec modulation	Sans modulation	Avec modulation	Sans modulation	Avec modulation
1	38,0	-	31,0	-	31,1	-
2	41,1	0,0	36,1	-	36,5	-
3	57,2	1,3	71,6	0,2	80,0	0,4
4	81,9	16,5	142,0	5,7	173,1	3,1
5	135,5	38,5	269,8	32,6	333,4	25,8
6	160,8	51,2	296,7	42,3	371,3	33,2
7	164,1	54,6	301,7	45,7	377,8	36,3
8	159,3	54,3	294,6	47,1	369,3	38,4
9	153,8	49,6	291,0	43,2	364,7	34,1
10	116,2	29,8	216,0	19,2	273,1	14,3
11	67,7	5,9	100,5	2,1	120,0	1,0
12	48,0	0,1	48,5	-	49,7	-
Total	1 223,6	301,8	2 099,5	238,2	2 580,0	186,6

Note 1 : Moyenne des 36 scénarios climatologiques.

- 5.4** À la référence (i), pour chacune des années de l'Entente et chacun des scénarios, veuillez présenter l'utilisation mensuelle projetée de l'entente cadre, ainsi que les coûts qui s'y rattachent.

Réponse :

En mode prévisionnel, le Distributeur rappelle qu'il ne compte pas sur l'entente cadre afin d'approvisionner les besoins. L'entente cadre est

un moyen de dernier recours. Il n'y a donc aucun coût associé à l'entente cadre aux tableaux de la référence (i).

- 5.5 Veuillez concilier chacun des prix unitaires de la revente du solde de modulation inscrits à la référence (i) avec ceux présentés à la référence (ii).

Réponse :

À la référence (ii), les prix annuels correspondent aux prix de revente du premier TWh, alors que dans le cas de la référence (i), il s'agit des prix pondérés en fonction du volume de reventes associés à chacun des 36 scénarios climatiques.

Pour le premier TWh de revente du solde de modulation, le prix correspond à celui présenté à la référence (ii). Le prix de revente diminue de 1 \$US/MWh pour chaque TWh supplémentaire accumulé dans le solde du compte de modulation. Pour chacune des années de l'Entente, il existe un certain nombre de scénarios climatiques où le solde revendu excède 1 TWh. Pour cette raison, les prix apparaissant à la référence (i) sont légèrement inférieurs à ceux de la référence (ii).

- 5.6 À la référence (ii), veuillez préciser si le Distributeur utilise les prix à terme du NYMEX en période de pointe ou hors pointe. Veuillez justifier.

Réponse :

Les prix à terme de l'électricité sur le marché de New York à la zone A présentés aux tableaux de la référence (ii) correspondent à des prix moyens pondérés par le nombre d'heures en périodes de pointe et hors pointe pour 2012 et 2013. Puisque les prix à terme pour 2014 ne sont pas disponibles, les prix moyens pondérés de 2013 sont indexés en utilisant les prix à terme du gaz naturel de 2014.

- 5.7 À la référence (ii), veuillez justifier l'utilisation d'un prix de revente du solde de modulation basé sur une moyenne annuelle des prix à terme NYISO Zone A, plutôt que basé sur celui d'un jour ou ceux d'un mois donné (par exemple, le 31 décembre ou le mois de novembre).

Réponse :

Cette moyenne est assez longue pour tester la robustesse de l'Entente, tout en captant les anticipations de marché de court terme afin de les projeter pour les trois années de l'Entente. De plus, cette approche est

conforme aux pratiques utilisées par le Distributeur dans les autres dossiers de demande d'approbation d'ententes d'approvisionnement.

- 5.8 À la référence (ii), veuillez, d'une part, recalculer les prix d'achat en utilisant une moyenne des prix à terme durant les quatre mois d'hiver. D'autre part, veuillez recalculer les prix de revente en utilisant une moyenne des prix à terme durant les autres mois de l'année. Veuillez présenter les résultats selon le même format.

Réponse :

Le tableau R-5.8-A présente les prix d'achat calculés à partir des prix à terme des quatre mois d'hiver basés sur la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

Tableau R-5.8-A

Composantes de l'établissement du prix d'achat

Composantes du prix d'achat	2012	2013	2014 ⁽¹⁾	
Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés du NYMEX 4 mois d'hiver (du 1^{er} janvier au 30 juin 2011)	40,11	41,01	-	\$US
+ «Basis» entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés	3,58	3,66	-	\$US
= Prix sur le marché de New York, à la zone M 4 mois d'hiver	43,70	44,67	47,07	\$US
+ Frais de courtage	0,75	0,75	0,75	\$US
+ Frais de sortie de New York	5,11	5,11	5,11	\$US
= Prix d'achat	49,56	50,53	52,93	\$US
x Taux de change	1,00	1,00	1,00	\$CAN / \$US
= Prix d'achat	49,56	50,53	52,93	\$CAN

(1) Pour 2014, le prix sur le marché de New York, à la zone M, correspond au prix de 2013 indexé du taux de croissance du prix à terme du gaz naturel à Henry Hub (moyenne du 1^{er} janvier au 30 juin 2011).

Le tableau R-5.8-B présente les prix de revente calculés à partir des prix à terme des huit autres mois pour la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

Tableau R-5.8-B

Composantes de l'établissement du prix de revente

Composantes du prix de revente		2012	2013	2014 ⁽¹⁾	
	Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés du NYMEX (du 1 ^{er} janvier au 30 juin 2011)	38,34	39,45	-	\$US
+	«Basis» entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés	3,43	3,53	-	\$US
=	Prix sur le marché de New York, à la zone M	41,77	42,98	45,24	\$US
-	Pertes de 5,4% sur le réseau de TransÉnergie	2,14	2,20	2,32	\$US
-	Frais de courtage	0,75	0,75	0,75	\$US
-	Frais de réservation sur New York	0,17	0,17	0,17	\$US
-	Ajustement à la baisse du prix	5,00	5,00	5,00	\$US
=	Prix de revente	33,70	34,85	37,00	\$US
x	Taux de change	1,00	1,00	1,00	\$CAN / \$US
-	Service pt@pt de TransÉnergie	8,29	8,31	8,31	\$CAN
=	Prix de revente	25,42	26,54	28,69	\$CAN

(1) Pour 2014, le prix sur le marché de New York, à la zone M, correspond au prix de 2013 indexé du taux de croissance du prix à terme du gaz naturel à Henry Hub (moyenne du 1^{er} janvier au 30 juin 2011).

L'utilisation de ces prix d'achat et de revente augmenterait la rentabilité de l'Entente pour les trois années, principalement en raison de l'augmentation du coût des achats de court terme dans le scénario sans modulation (gains de 4,8, 15,4 et de 19,1 M\$ de 2012 à 2014 respectivement).

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 23;
 - (ii) Pièce B-0005, page 30;
 - (iii) Pièce B-0005, page 33.

Préambule :

Le tableau 3.5 de la référence (i) présente un sommaire de l'utilisation de l'Entente de 2012 à 2014.

Le tableau 3.9 de la référence (ii) présente le coût des services complémentaires inclus dans l'Entente.

L'annexe 1, à la référence (iii), présente les approvisionnements assujettis.

Demandes :

- 6.1** Veuillez concilier les quantités d'énergie impliquées inscrites à la référence (i) avec les livraisons d'énergie présentées à la référence (iii).

Réponse :

Les livraisons d'énergie présentées au tableau de la référence (iii) correspondent aux ajouts bruts attendus associés aux approvisionnements assujettis.

Dans ce tableau, les livraisons d'énergie associées aux contrats éoliens correspondent à la moyenne des 36 scénarios climatologiques, tandis que les livraisons associées aux contrats de biomasse et hydroélectriques ne sont pas fonction de l'aléa climatique aux fins des simulations. Voir également la réponse à la question 2.4.

La valeur absolue de la différence horaire entre ces ajouts bruts et les retraits bruts correspond à l'énergie modulée, assujettie au paiement de 7 \$/MWh. Le total annuel de cette énergie modulée est celui présenté au tableau de la référence (i) sous le libellé « Ajouts et retraits nets au compte de modulation », pour la moyenne des 36 scénarios climatologiques.

La somme annuelle des écarts réels entre les ajouts bruts et les retraits bruts correspond au solde de modulation et est présentée au tableau de la référence (i) sous le libellé « Solde du compte de modulation en fin d'année », toujours pour la moyenne des 36 scénarios climatologiques.

- 6.2** Veuillez concilier les quantités de production éolienne en service commercial inscrites à la référence (ii) avec les puissances installées en exploitation relatifs aux contrats éoliens présentées à la référence (iii).

Réponse :

Les puissances installées inscrites au tableau de la référence (iii) correspondent aux puissances installées à la pointe (puissances installées au mois de janvier de chaque hiver), tandis que les quantités présentées au tableau de la référence (ii) sont des puissances installées moyennes pondérées pour chacune des années. Le tableau R-6.2 présente le détail du calcul de ces puissances installées moyennes.

Tableau R-6.2

Puissance installée éolienne (MW)

	Puissance à la pointe (référence (iii))	Puissance moyenne (référence (ii))
2012	868	$975 = 868 + 7/12 * 80 + 1/12 * 727$
2013	1675	$1\ 807 = 1675 + 7/12 * 156 + 1/12 * 494$
2014	2324	$2\ 359 = 2324 + 1/12 * 416$

Ajouts de capacité de production éolienne

Ajout de 80 MW en juin 2012

Ajout de 727 MW en décembre 2012

Ajout de 156 MW en juin 2013

Ajout de 494 MW en décembre 2013

Ajout de 416 MW en décembre 2014

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 23;
 - (ii) Pièce B-0005, page 24;
 - (iii) Pièce B-0005, page 24;
 - (iv) Pièce B-0005, pages 17, 18 et 19;

Préambule :

Le tableau 3.5 de la référence (i) présente un sommaire de l'utilisation de l'Entente de 2012 à 2014.

Le tableau 3.6 de la référence (ii) présente la sensibilité des résultats à une variation des prix à terme de 2012 à 2014.

À la référence (iii), le Distributeur mentionne ce qui suit :

« Le Distributeur a également évalué l'impact de l'hypothèse retenue selon laquelle 50 % des reventes prévues ne pourraient être réalisées dans un scénario sans modulation mais s'ajouteraient plutôt à l'électricité patrimoniale inutilisée. Ainsi, sans cette hypothèse, c'est-à-dire en supposant que la totalité des reventes prévues pourraient être réalisées, le gain de l'Entente serait de 3,6 M\$ en 2012, 11,8 M\$ en 2013 et 13,5 M\$ en 2014. L'influence de cette hypothèse sur l'analyse est donc relativement limitée. »

Les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la référence (iv) présentent l'analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation en 2012, 2013 et 2014.

Demandes :

- 7.1 Veuillez déposer les résultats de l'analyse de sensibilité mentionnée à la référence (iii) sous format des tableaux présentés à la référence (iv).

Réponse :

Les tableaux R-7.1-A à R-7.1-C présentent l'information demandée.

L'impact de cette hypothèse est relativement faible compte tenu que l'écart entre le prix de revente des surplus et le prix de l'électricité patrimoniale est très faible.

Le Distributeur rappelle que, tel que mentionné aux pages 15 et 16 de la pièce HQD-1, Document 1, il pourrait difficilement revendre la production éolienne compte tenu de l'aléa prévisionnel qui y est associé. Le Distributeur estime même conservateur de réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale de 50 % des surplus à revendre. Ainsi, il est fortement probable que la proportion d'électricité patrimoniale inutilisée dans le scénario sans l'Entente soit supérieure à 50%, ce qui augmenterait le gain du scénario avec l'Entente.

Tableau R-7.1-A
Analyse de l'Entente globale de modulation
2012

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation
<u>Achats court terme</u>		
Quantité (TWh)	1,183	0,512
Prix (\$/MWh)	48,27	48,27
Coûts (M\$)	57,1	24,7
<u>Reventes de surplus</u>		
Quantité (TWh)	-1,478	-0,075
Prix (\$/MWh)	26,03	26,03
Coûts (M\$)	-38,5	-2,0
<u>Cyclable (HQP)</u>		
Quantité (TWh)	0,654	0,544
Prix (\$/MWh)	45,27	45,27
Coûts (M\$)	29,6	24,7
<u>Inutilisé</u>		
Quantité (TWh)	-0,485	-0,302
Prix (\$/MWh)	25,74	25,74
Coûts (M\$)	-12,5	-7,7
<u>Revente du solde de modulation</u>		
Quantité (TWh)	-	-0,806
Prix (\$/MWh)	-	36,73
Coûts (M\$)	-	-29,6
<u>Service de modulation</u>		
Quantité (TWh)	-	3,160
Prix (\$/MWh)	-	7,00
Coûts (M\$)	-	22,1
Puissance complémentaire (M\$)	1,6	1,6
Services complémentaires (M\$)	1,3	1,3
Coûts totaux (M\$)	38,6	35,1

Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-3,6

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

**Tableau R-7.1-B
Analyse de l'Entente globale de modulation
2013**

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation
<u>Achats court terme</u>		
Quantité (TWh)	1,370	0,395
Prix (\$/MWh)	49,28	49,28
Coûts (M\$)	67,5	19,5
<u>Reventes de surplus</u>		
Quantité (TWh)	-2,840	-0,003
Prix (\$/MWh)	26,96	26,96
Coûts (M\$)	-76,6	-0,1
<u>Cyclable (HQP)</u>		
Quantité (TWh)	0,590	0,264
Prix (\$/MWh)	46,17	46,17
Coûts (M\$)	27,2	12,2
<u>Inutilisé</u>		
Quantité (TWh)	-0,679	-0,238
Prix (\$/MWh)	25,74	25,74
Coûts (M\$)	-17,5	-6,1
<u>Revente du solde de modulation</u>		
Quantité (TWh)	-	-1,978
Prix (\$/MWh)	-	37,15
Coûts (M\$)	-	-73,5
<u>Service de modulation</u>		
Quantité (TWh)	-	5,267
Prix (\$/MWh)	-	7,00
Coûts (M\$)	-	36,9
Puissance complémentaire (M\$)	2,9	2,9
Services complémentaires (M\$)	2,3	2,3
Coûts totaux (M\$)	5,9	-6,0

Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-11,8

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

**Tableau R-7.1-C
Analyse de l'Entente globale de modulation
2014**

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	Scénario avec modulation
<u>Achats court terme</u>		
Quantité (TWh)	1,446	0,443
Prix (\$/MWh)	51,58	51,58
Coûts (M\$)	74,6	22,8
<u>Reventes de surplus</u>		
Quantité (TWh)	-3,598	0,000
Prix (\$/MWh)	29,14	29,14
Coûts (M\$)	-104,9	0,0
<u>Cyclable (HQP)</u>		
Quantité (TWh)	0,575	0,164
Prix (\$/MWh)	47,10	47,10
Coûts (M\$)	27,1	7,7
<u>Inutilisé</u>		
Quantité (TWh)	-0,781	-0,187
Prix (\$/MWh)	27,58	27,58
Coûts (M\$)	-21,5	-5,1
<u>Revente du solde de modulation</u>		
Quantité (TWh)	-	-2,778
Prix (\$/MWh)	-	39,14
Coûts (M\$)	-	-108,7
<u>Service de modulation</u>		
Quantité (TWh)	-	6,433
Prix (\$/MWh)	-	7,00
Coûts (M\$)	-	45,0
Puissance complémentaire (M\$)	3,9	3,9
Services complémentaires (M\$)	3,1	3,1
Coûts totaux (M\$)	-17,8	-31,4
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-13,5

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

- 7.2** Veuillez présenter, sous format des tableaux à la référence (iv), l'impact sur l'écart entre le scénario avec et sans modulation de variations de 10 % et 20 %, à la baisse et à la hausse, des ajouts d'énergie au compte de modulation (ne tenir compte que des ajouts, et non des retraits ou ajouts-retraits nets).

Réponse :

Le Distributeur indique qu'il ne peut tenir compte seulement des ajouts nets lors de l'analyse de différents scénarios. Une augmentation des ajouts nets implique automatiquement une modification dans le sens opposé des retraits et modifie donc les ajouts-retraits nets du compte de modulation.

Par ailleurs, compte tenu que le but de l'Entente est d'offrir la flexibilité au Distributeur pour gérer la variabilité de l'offre et de la demande, le Distributeur juge peu vraisemblable et voir même improbable de considérer séparément une variabilité des ajouts sans variabilité des besoins.

Néanmoins, le tableau R-7.2 présente quatre cas parmi les 36 scénarios climatologiques durant lesquelles la production éolienne varie approximativement des proportions demandées et reflète donc l'effet que peut avoir un scénario climatologique autant sur l'offre que sur la demande.

Tableau R-7.2

(Gain) Perte du scénario avec modulation	2012	2013	2014
Selon le cas moyen	-3,8	-13,6	-16,4
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>			
Avec une baisse de 10% des ajouts	-9,1	-17,7	-20,5
Avec une hausse de 10% des ajouts	-6,5	-15,6	-17,7
Avec une baisse de 20% des ajouts	6,1	-8,4	-16,2
Avec une hausse de 20% des ajouts	3,7	-18,2	-22,2

En conclusion, sauf pour 2012, où les variations de plus et moins 20 % des ajouts coïncident avec deux cas de climatologie froide, toutes les simulations montrent des gains accrus.

8. **Références :** (i) Pièce B-0005, page 8;
(ii) Pièce B-0006, articles 2, 5 et 7.

Préambule :

Référence (i) :

« 2.1 Durée et date d'entrée en vigueur

L'Entente a une durée de trois ans. Elle entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2012 et se terminera à la fin de l'année 2014. L'Entente peut toutefois être résiliée à la fin de chaque année si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon substantielle ou si l'exploitation du parc de production du Producteur subit un impact significatif non anticipé. Toutefois, la partie demandant la résiliation doit être en mesure de démontrer les motifs justifiant sa demande, et ceci à la satisfaction de l'autre partie. » (nous soulignons)

Référence (ii) :

« 2. Durée

Sous réserve des dispositions prévues aux paragraphes 3.1.3 (ii) (b), 3.1.4 (i) (b) et à l'article 5, la présente entente est d'une durée de trois (3) ans, débutant le 1^{er} janvier 2012 et se terminant le 31 décembre 2014.

5. Résiliation

5.1 Chaque Partie peut résilier l'entente si l'autre Partie omet de respecter l'une de ses obligations en vertu des présentes, et que ce défaut se poursuit pendant plus de 30 jours ouvrables suivant la réception par la Partie en défaut d'un avis écrit;

5.2 Chaque Partie peut résilier la présente entente à la fin de chaque année, selon les modalités prévues aux paragraphes 5.2.1 et 5.2.2, si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient.

5.2.1 Afin de se prévaloir de son droit de résiliation en vertu du paragraphe 5.2, la Partie doit transmettre à l'autre Partie un préavis écrit le ou avant le 1^{er} septembre de l'année de résiliation, lequel préavis doit spécifier les motifs de résiliation. Pour plus de certitude, la Partie qui désire résilier l'entente en vertu des présentes doit envoyer le préavis le ou avant le 1^{er} septembre 2012 pour une résiliation le 31 décembre 2012.

5.2.2 Dans les 10 jours ouvrables suivant la réception du préavis décrit au paragraphe 5.2.1, la Partie qui le reçoit doit se déclarer satisfaite des motifs invoqués par l'autre Partie, à défaut de quoi l'entente ne peut être résiliée. » (nous soulignons)

7. Règlement de différends

Tout conflit ou toute dispute en rapport avec la présente entente qui ne peut être résolu par les représentants de chacune des Parties devra faire l'objet d'une rencontre entre le président de chacune des Parties. » (nous soulignons)

Demandes :

- 8.1** Veuillez élaborer sur ce que les parties entendent par « *si les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées* », à la référence (i) et à l'article 5.2 de la référence (ii). Veuillez également, en fournissant des exemples :

Réponse :

Il s'agit de conditions normatives s'interprétant dans le contexte de l'Entente et pour lesquelles des critères précis et quantifiables ne peuvent être déterminés a priori. Ils seront évalués au besoin.

- 8.1.1. préciser si les conditions du marché en question peuvent être différentes, selon qu'il s'agit du Distributeur ou du Producteur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

- 8.1.2. préciser quelle sera la période de référence pour établir si les conditions sont différentes (à la signature du contrat, à l'entrée en vigueur du contrat, à la période précédant immédiatement le préavis, etc.).

Réponse :

La période de référence correspondrait à celle qui s'écoulerait entre l'entrée en vigueur du contrat et l'émission du préavis.

- 8.1.3. préciser les critères selon lesquels les motifs de résiliation seront jugés satisfaisants dans un tel cas par la partie recevant le préavis.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

- 8.2** Veuillez élaborer sur ce que les parties entendent par « *si un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient* » à la référence (i) et à l'article 5.2 de la référence (ii). Veuillez également, en fournissant des exemples :

Réponse :

Il est impossible pour le Distributeur de préciser la forme que pourrait revêtir ce type d'impact. L'application de cette clause devra cependant s'interpréter dans le contexte de l'Entente.

- 8.2.1. préciser quel est l'impact anticipé sur l'exploitation du parc de production dont les parties ont tenu compte au moment de la signature de l'Entente;

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2.

- 8.2.2. préciser quelle sera la période de référence pour établir si un impact significatif non anticipé est survenu (à la signature du contrat, à l'entrée en vigueur du contrat, à la période précédant immédiatement le préavis, etc.);

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.2.

- 8.2.3. préciser les critères selon lesquels les motifs de résiliation seront jugés satisfaisants dans un tel cas par la partie recevant le préavis.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2.

- 8.3** Veuillez indiquer si le Distributeur entend soumettre à l'approbation préalable de la Régie sa décision, selon le cas, soit de résilier l'Entente, soit de juger satisfaisants les motifs invoqués par le Producteur pour la résilier, et ce, indépendamment du fait qu'une telle décision fasse suite, le cas échéant, à une rencontre tenue en vertu de l'article 7 de la référence (ii). Si tel n'est pas le cas, veuillez commenter.

Réponse :

Dans l'éventualité d'une résiliation, le Distributeur avisera la Régie et fera rapidement un suivi quant aux moyens déployés pour pallier la résiliation de l'Entente.

9. Référence : Pièce B-0006, articles 9.4 et 9.5.

Préambule :

« 9.4 Les dispositions des présentes lient les Parties, et solidairement entre eux, leurs successeurs, cessionnaires autorisés, représentants légaux et ayants cause.

9.5 Toute modification ou renonciation à une disposition quelconque des présentes doit être constatée par écrit et signée par chacune des Parties. »

Demande :

9.1 Veuillez indiquer si le Distributeur entend soumettre à l'approbation préalable de la Régie sa décision de céder ses droits, ou de modifier ou de renoncer à une disposition de l'Entente. Si non, veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur entend appliquer la règle développée par la Régie dans ses décisions passées (voir notamment les décisions D-2005-138, p. 3 et D-2006-27, p. 7) à l'effet de faire approuver les modifications importantes, notamment toute modification relative à la durée, aux produits et obligations, aux prix et aux clauses d'indexation.

10. Référence : Pièce B-0005, page 9.

Préambule :

À la section 2.3 de la référence, le Distributeur indique qu'il *« peut demander la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie. Toutefois, pour chacune des heures où la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, le Producteur pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie »* (nous soulignons).

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer sur quelles bases a été établie la limite des besoins réguliers du Distributeur de 32 000 MW, au-delà de laquelle le Producteur pourra refuser, en totalité ou en partie, la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie.

Réponse :

La quantité de 32 000 MW est issue d'une négociation entre les parties et reflète les contraintes physiques et commerciales des deux parties. L'objectif du Distributeur, dans cette négociation, consistait à pouvoir retirer des quantités plus élevées que celles définies par la *valeur horaire garantie*, sauf à la pointe du réseau où les ressources sont sollicitées à leur maximum. Le Distributeur accroît ainsi la flexibilité à sa disposition pour retirer les quantités d'énergie requises pour ses besoins d'hiver. À cet égard, puisque le seuil de 32 000 MW ne serait excédé qu'environ 270 heures par année en moyenne (voir les réponses aux questions 10.2 et 10.3), ce seuil est raisonnable considérant les objectifs visés.

10.2 Veuillez présenter, sous forme de graphiques (courbes horaires des puissances classées), les heures pour lesquelles les besoins réguliers du Distributeur ont dépassé les 32 000 MW, et ce, pour les cinq dernières années. Veuillez ajouter une projection des heures où les besoins réguliers du Distributeur dépasseront les 32 000 MW pour les trois années de l'Entente.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que, lorsque ses besoins réguliers sont supérieurs à 32 000 MW, les retraits sont limités à la valeur horaire garantie, peu importe l'ampleur des besoins excédants 32 000 MW. Pour cette raison, le Distributeur présente sous forme de tableau le nombre d'heures pour lesquelles les BRD ont dépassé 32 000 MW, ainsi que la moyenne historique et prévisionnelle. Ces dépassements correspondent aux périodes de pointe hivernale lors de l'utilisation intensive du chauffage électrique. Le nombre de dépassements annuels est donc étroitement lié aux conditions climatiques.

Les données prévisionnelles proviennent des dépassements moyens des 36 cas climatologiques.

Tableau R-10.2

Année	Nombre de dépassements horaires
2006	10
2007	138
2008	56
2009	107
2010	23
<i>Moyenne historique (2006-2010)</i>	67
2012	211
2013	272
2014	320
<i>Moyenne prévisionnelle (2012-2014)</i>	268

10.3 Pour les cinq dernières années, veuillez indiquer les mois au cours desquels ces dépassements ont eu lieu.

Réponse :

Tableau R-10.3

Années	Mois avec BRD > 32000			
2006	janvier	février		
2007	janvier	février	mars	décembre
2008	janvier	février		décembre
2009	janvier	février		décembre
2010	janvier	février		décembre

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 10;
 - (ii) Pièce B-0006, pages 4 et 5;
 - (iii) Dossier R-3726-2010, pièce B-3, HQD-2, document 1, page 18.

Préambule :

À la référence (i), en ce qui a trait aux modalités de disposition du solde résiduel du compte de modulation en fin d'année, le Distributeur indique à la section 2.4 :

« Si, à la fin d'une année, le solde du compte de modulation est positif, c'est-à-dire que le distributeur a utilisé moins d'énergie qu'il en a versé dans le compte, le Producteur paiera au Distributeur, pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule qui suit :

- *Pour le premier TWh : prix DAM du marché NY zone M (\$ US/MWh), moins 5 \$ US/MWh;*
- *Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 \$ US par TWh additionnel.*

Cette formule dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Toutefois, le prix d'achat du solde de modulation est soumis à un prix plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale » (nous soulignons).

La section 3.1.2 de la référence (ii) traite du compte de modulation et plus particulièrement, à la sous-section (ii), du calcul du solde du compte de modulation :

*« Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon la formule de prix ci-dessous, étant entendu que le prix applicable à chaque MWh ne doit pas être inférieur au prix de l'électricité patrimoniale alors en vigueur (le « **prix plancher** »), auquel cas le prix applicable sera le prix plancher :*

a) Pour le premier TWh d'énergie accumulée, le prix par MWh correspond :

I) à la moyenne des prix Day-Ahead LBMP au point « HQ_GEN_IMPORT » (PTID 323601), publiés par le NYISO, ou tout successeur, calculée pour l'année qui vient de se terminer, moins

II) 5 \$US/MWh

*(le « **Prix du 1^{er} TWh** »).* »

En réponse à une demande de renseignements de la Régie dans le dossier R-3726-2010 (référence (iii)) concernant la justification de moins 5 \$/MWh appliqué au prix de revente (marché de New-York, à la zone M), le Distributeur indique ce qui suit :

« Les analyses économiques du Distributeur sont produites en retenant un prix de revente comportant un ajustement à la baisse de 5 \$ US/MWh afin de refléter l'impact de la revente de volumes importants de surplus d'énergie sur les prix de marché, en tenant compte des volumes déjà transités.

Compte tenu des volumes anticipés d'exportation sur les marchés en 2011, le Distributeur maintient cette méthode en ce qui a trait à ses analyses économiques de l'impact de l'énergie différée. »

Demandes :

11.1 Veuillez déposer les quantités d'énergie transitées annuellement au point « HQ_GEN_IMPORT » (PTID 323601) du NYISO pour les cinq dernières années.

Réponse :

Les quantités d'énergie transitées annuellement à l'interconnexion HQT-MASS, présentées au tableau R-11.1, comprennent celles transitées au point «HQ_GEN_IMPORT» (PTID 323601) :

Tableau R-11.1

Année	TWh*	
	Import	Export
2006	1,5	3,7
2007	1,2	4,6
2008	0,7	5,6
2009	0,3	5,8
2010	1,3	5,4

* Excluant les pertes de transport.

Ces données sont tirées des tableaux 5 et 6 de la pièce HQT-9, Document 1 des dossiers R-3669-2008, R-3738-2010 et R-3777-2011.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les besoins totaux du service de transport point à point de long terme sont évalués à plus de 24 TWh pour 2012, et ce, tel que présenté à la pièce HQT-10, Document 2 du dossier R-3777-2011.

11.2 Considérant les conditions de marchés à court terme, la réponse du Distributeur à la référence (iii) et la réponse à la question précédente, veuillez justifier l'inclusion d'ajustements à la baisse de 5 \$US/MWh pour le premier MWh et de 1 \$US par MWh additionnel d'énergie accumulée.

Réponse :

Le Distributeur soutient, comme il l'a fait dans de précédents dossiers (Tarifaires, Suspensions de TCE et Conventions d'énergie différée), que l'injection d'un important volume d'énergie sur le marché de court terme entraînerait une baisse importante du prix de revente des surplus.

L'ajustement de 5 \$/MWh reflète l'expérience du Distributeur lorsque celui-ci a procédé à la revente d'importantes quantités d'énergie. Ainsi, tel que présenté dans le cadre du dossier relatif à la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2011 (R-3734-2010), la plus récente expérience du Distributeur en matière de revente de surplus a démontré que l'ajustement de 5 \$ à la baisse prévaudra pour de plus petits volumes de reventes (voir notamment la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1). De fait, lors de l'appel d'offres de court terme du 30 mars 2010 concernant la revente de 150 MW pour la période d'avril à octobre 2010 inclusivement, correspondant à un volume de près de 800 GWh, le prix moyen obtenu pour la revente de ces surplus présentait un écart de près de 5 \$/MWh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York, pour la même période.

En outre, le Distributeur souligne que l'impact à la baisse sur le prix de revente pourrait être plus prononcé au cours des prochaines années en raison des réservations par des tiers, autre que le Distributeur, sur les interconnexions avec les réseaux voisins. Le nombre de participants à l'achat des surplus mis en vente par le Distributeur risque de ce fait de se limiter aux quelques détenteurs de ces réservations, ce qui, de l'avis du Distributeur, devrait nécessairement se refléter sur le prix de revente.

Par ailleurs, l'ajustement supplémentaire de 1 \$ US par MWh additionnel résulte de la négociation entre les deux parties. Cet ajustement additionnel se justifie du fait que toute quantité supplémentaire revendue sur les marchés de court terme entraînerait nécessairement un ajustement à la baisse du prix de revente. En effet, dans le cadre d'un appel d'offres, le Distributeur serait appelé à accepter des prix de plus en plus bas en fonction d'une augmentation des quantités à revendre.

12. **Références :** (i) Pièce B-0005, pages 10 et 11;
(ii) New York Independent System Operator (NYISO).
http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do

Préambule :

Le Distributeur indique, à la référence (i), en ce qui a trait aux coûts associés à la puissance complémentaire :

« Pour chacun des mois où une puissance complémentaire sera fournie, le Distributeur paiera au Producteur un montant correspondant au produit de la quantité de puissance complémentaire par un prix de puissance. Le prix de la puissance, exprimé en \$ US/kW-mois, s'applique au mois visé et correspond à la valeur la plus élevée entre :

- i) 2 \$ US;
- ii) *le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New-York – Rest of State », pour le mois visé, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » - ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO. »*

Le tableau suivant a été préparé à l'aide de la référence (ii) et montre les résultats mensuels du *NYISO monthly auction* pour la puissance UCAP :

NYISO – Encan mensuel UCAP – ROS *

Prix (\$US/kW - Mois)	novembre	décembre	janvier	février	mars	avril
Hiver 2010-2011	0,27	0,38	0,5	0,49	0,3	0,28
Hiver 2009-2010	1,55	1,64	2	2,25	1,5	1,3
Hiver 2008-2009	1,6	1,69	2	2	1,42	1,36
Hiver 2007-2008	1,9	1,93	2,01	1,99	1,4	1,25
Hiver 2006-2007	1,75	2,5	2,66	2,61	2,07	2,01

* ROS : Rest-of-state (The NYCA excluant NYC et LI)

Demandes :

12.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un prix plancher pour cette référence à un prix de marché de puissance.

Réponse :

Le prix plancher de 2 \$ US/kW-mois pour la puissance est le résultat de la négociation entre les deux parties.

En ce qui concerne l'historique des encans mensuels UCAP sur le NYISO présentés en référence (ii), le Distributeur précise qu'il ne peut accéder directement à ce marché et que, par conséquent, il ne peut se procurer un produit de puissance à un prix équivalent. L'historique des résultats des appels de propositions lancés ces dernières années pour l'acquisition de puissance démontre d'ailleurs qu'un écart se maintient entre les prix payés par le Distributeur et le prix de règlement de UCAP à l'intérieur du marché de New York (voir à cet effet la réponse à la question 12.2).

De plus, les avantages opérationnels que procure la puissance obtenue dans la zone de réglage par rapport à des zones voisines compensent amplement le risque de coût additionnel qui découle du prix plancher. En disposant de puissance à l'intérieur de la zone de réglage, le Distributeur évite de solliciter les interconnexions pour ce faire, lesquelles demeurent disponibles pour satisfaire les besoins de court terme.

De surcroît, le coût de la puissance ne peut être analysé en ignorant, d'une part, le prix de l'énergie appelée qui y est associée et, d'autre part, le fait qu'il constitue un engagement de trois ans. D'une part, dans le cas des achats de UCAP, le prix de l'énergie est le plus souvent basé sur un indice de prix de marché auquel est ajouté une prime fixe (typiquement, le prix de New York + 10 \$/MWh). Le coût d'utilisation qui en découle est donc souvent bien supérieur à celui d'un moyen dont le prix de l'énergie serait issu du compte de modulation. D'autre part, le prix payable pour un produit qui contraint un fournisseur à des engagements de trois ans ne peut se comparer à celui associé à un produit de très court terme.

Enfin, le Distributeur rappelle que le prix découlant de l'application du « prix plancher » demeure inférieur au prix fixé pour le programme d'électricité interruptible. Pour des raisons de cohérence, si le prix de l'électricité interruptible était abaissé et qu'un effritement de ce moyen s'ensuivait, d'autres moyens devraient être rapidement trouvés pour assurer la fiabilité des approvisionnements.

12.2 Considérant les baisses de prix drastiques ayant eu lieu au cours de l'hiver 2010-2011 sur le marché UCAP du *NYISO ROS Monthly Auction*, veuillez élaborer sur la pertinence de fixer à 2 \$US/kW-mois la valeur de ce prix plancher.

Réponse :

Le tableau R-12.2 présente les résultats des achats de puissance UCAP du Distributeur en vue de combler ses besoins depuis l'hiver 2006.

Le tableau fait état des quantités qui étaient recherchées par le Distributeur et des quantités qui furent offertes par les contreparties. Il fait aussi état des prix moyens, minimum et maximum offerts ainsi que des prix qui ont été payés. Finalement, pour fin de comparaison avec le marché de New York, il fait état des prix résultant des encans sur le marché UCAP - ROS, tels que présentés au tableau à la référence (ii) de la question 12.1.

Tableau R-12.2

		Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2007	Février 2007	Janvier 2008	Février 2008
Quantité recherchée	MW	150	150	650	650			250	150	400	300
Quantité offerte	MW	350	350	650	650	209	209	950	600	800	800
Quantité retenue	MW	150	150	650	650	209	209	250	150	400	300
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	3,13	3,13	4,90	4,90	0,78	0,78	3,63	3,68	4,48	4,48
MIN	\$US / kW-mois	0,79	0,79	0,45	0,45	0,70	0,70	2,05	2,05	3,00	3,00
MAX	\$US / kW-mois	6,00	6,00	8,00	8,00	1,00	1,00	5,00	5,00	5,75	5,75
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	0,99	0,99	4,90	4,90	0,78	0,78	2,19	2,05	3,57	3,57
Encan mensuel UCAP ROS	\$US / kW-mois	0,65	0,62	0,65	0,62	0,65	0,62	2,66	2,61	2,01	1,99
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,5	1,6	7,5	7,9	1,2	1,3	0,8	0,8	1,8	1,8

		Janvier 2009	Février 2009	Janvier 2010	Février 2010	Janvier 2011	Février 2011	Janvier 2011	Février 2011
Quantité recherchée	MW	150	150	150	150	400	250	200	200
Quantité offerte	MW	450	450	300	300	900	750	200	400
Quantité retenue	MW	150	150	150	150	400	250	200	200
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	3,64	3,59	2,45	2,75	1,18	1,22	0,80	0,79
MIN	\$US / kW-mois	2,25	2,25	1,65	2,25	0,75	0,60	0,75	0,60
MAX	\$US / kW-mois	5,00	4,35	3,25	3,25	2,95	2,95	0,85	1,05
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	2,25	2,25	1,65	2,25	0,76	0,60	0,80	0,65
Encan mensuel UCAP ROS	\$US / kW-mois	2,00	2,00	2,00	2,25	0,50	0,49	0,50	0,49
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,1	1,1	0,8	1,0	1,5	1,2	1,6	1,3

Le tableau montre que les prix offerts, donc payés par le Distributeur, sont généralement supérieurs à ceux qui ont résulté des encans du marché de New York, notamment lorsque les quantités deviennent importantes. Le Distributeur considère donc que les résultats des

encans ne constituent pas une représentation fidèle des achats de puissance du Distributeur lorsqu'il s'adresse au marché de UCAP, mais plutôt un indicateur de marché, tel que présenté dans l'Entente. Les résultats du dernier appel d'offres du Distributeur pour l'achat de puissance UCAP pour l'hiver 2011-2012, qui demeurent pour l'instant confidentiels, renforcent ces conclusions.

13. Référence : Pièce B-0006, page 1.

Préambule :

L'Entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur fait mention de ce qui suit :
« **ATTENDU QUE** la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des besoins du marché québécois et que cette entente ne peut être utilisée à des fins spéculatives; ».

Demande :

13.1 Veuillez confirmer que le Distributeur, anticipant par exemple en cours d'année un solde de fin d'année fortement positif, pourra faire des retraits du compte et revendre lui-même ceux-ci sur les marchés, afin de diminuer l'importance du solde en fin d'année.

Réponse :

L'Entente n'empêcherait pas le Distributeur de revendre les surplus découlant des contrats non assujettis.

Par ailleurs, le Distributeur n'a pas intérêt à revendre lui-même l'énergie accumulée dans le compte de modulation, puisqu'il en retire des revenus supérieurs en revendant le solde au Producteur.

Toutefois, le Distributeur ne pourrait effectuer des retraits au compte de modulation sans contrevenir aux principes mêmes de l'Entente. En effet, il est stipulé que *la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des marchés québécois*. Des retraits qui seraient effectués dans l'unique but de revendre constitueraient une utilisation spéculative du service de modulation. À ce titre, le prix de revente du solde de modulation reflète l'évolution des prix de marché pour l'ensemble de l'année.

**COMPARAISON DES SCÉNARIOS « SANS ENTENTE »,
« AVEC ENTENTE » ET « AVEC ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE »**

14. Référence : Pièce B-0004, page 1.

Préambule :

Dans sa demande le Distributeur indique que l'Entente intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production a été conclue le 14 juillet 2011 et que cette Entente vise à remplacer entre autres l'entente d'intégration éolienne qui prendra fin le 31 décembre 2011.

Demande :

14.1 Veuillez élaborer sur les conséquences, pour le Distributeur et pour sa clientèle, d'une décision défavorable de la Régie quant à la demande du Distributeur.

Réponse :

Tel que présenté en preuve, l'Entente apporte au Distributeur beaucoup de flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements, tout en contribuant à la minimisation des coûts. L'Entente lui permettra ainsi de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, de réduire considérablement les transactions d'achat et de revente sur les marchés, lui évitant ainsi tous les frais associés à ces transactions, et d'utiliser les surplus d'été associés aux approvisionnements assujettis pour répondre aux besoins d'hiver. L'Entente permet en outre au Distributeur de compter sur des livraisons fermes pour ses approvisionnements éoliens et hydrauliques et offre une garantie de puissance en période d'hiver.

Une décision défavorable entrainerait des coûts additionnels pour le Distributeur. En effet, dans une situation où le Distributeur ne disposerait pas de l'Entente, les coûts d'approvisionnements seraient plus élevés, les risques de faire face à des coûts très importants, particulièrement dans un scénario climatique chaud, seraient amplifiés, et les risques financiers liés à la revente de quantités importantes devraient également être assumés par la clientèle. Outre la perte des avantages énumérés précédemment, le Distributeur serait également privé d'un outil de gestion opérationnel qui apporte beaucoup de flexibilité dans un contexte où les aléas sur les besoins et sur la production éolienne sont très importants.

Enfin, des services complémentaires devraient tout de même être acquis afin de couvrir les impacts de la production éolienne.

Si la Régie n'approuvait pas l'Entente, le Distributeur devrait déployer rapidement des efforts pour trouver une alternative au scénario sans modulation, notamment afin de palier les aléas de la production éolienne, alternative qui ne pourrait être plus avantageuse pour la clientèle que l'Entente.

- 15. Références :** (i) Pièce B-0005, page 17;
(ii) Pièce B-0005, page 36.

Préambule :

Le tableau 3.1 de la référence (i) montre une rentabilité de 3,8 M\$ en 2012 en faveur du scénario avec Entente par rapport au scénario sans modulation.

Le tableau 3A-1 de la référence (ii) montre une rentabilité de 25,2 M\$ en 2012 en faveur du scénario avec Entente par rapport au scénario avec entente d'intégration éolienne actuelle.

Les écarts entre le scénario sans modulation et avec entente d'intégration éolienne se reflètent principalement dans les quantités d'achat de court terme, de ventes de surplus et de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Demandes :

- 15.1** Veuillez expliquer en détail les écarts entre le scénario sans modulation et le scénario avec entente d'intégration éolienne et justifier ces quantités prévues pour 2012.

Réponse :

La conclusion de l'Entente d'intégration éolienne (EIE) découle du contexte d'approvisionnement de 2005, alors qu'aucun parc éolien mis sous contrat par le Distributeur n'était en service et que le Distributeur ne disposait d'aucune information précise et solide sur la variabilité de la production et sa contribution potentielle à l'alimentation fiable des besoins. De plus, de 2006 à 2011, relativement peu de parcs éoliens ont été mis en service de sorte que les coûts associés à l'EIE ont somme toute été limités sur cette période. Dans ce contexte, le Distributeur estime qu'il disposait, de 2006 à 2011, de la meilleure entente possible permettant d'équilibrer la production éolienne.

Toutefois, considérant les volumes de production éolienne prévus pour les années 2012 à 2014, de même que la diminution de la demande

observée depuis 2009, jumelée à une plus grande concentration des besoins en hiver, l'EIE aurait effectivement été coûteuse si le Distributeur avait choisi de la reconduire, dans la mesure où elle n'aurait pas permis ni de minimiser les transactions sur les marchés ni de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale. D'ailleurs, la Régie avait conclu dans sa décision D-2006-27 qu'elle ne devrait pas être renouvelée telle quelle. C'est pourquoi le Distributeur soumet maintenant pour approbation une entente globale qui répond encore mieux à ses besoins en lui offrant un maximum de flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements et qui contribuera à minimiser ses coûts, tel qu'il appert des données présentées à la référence (ii).

Pour toutes ces raisons, le Distributeur mentionne à la page 25 de la pièce HQD-1, Document 1 que la comparaison par rapport à un scénario avec EIE est fournie à titre indicatif. L'information présentée en référence (ii) ne doit donc pas être comparée au scénario sans modulation de la référence (i).

15.2 Veuillez préciser quels auraient été les écarts (en M\$) entre les scénarios avec et sans entente d'intégration éolienne pour les 6 dernières années.

Réponse :

L'Entente d'intégration éolienne a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2006-27 et le Distributeur a déposé tous les suivis en conformité avec cette décision.

L'Entente d'intégration éolienne était la meilleure option disponible au Distributeur au moment où elle a été conclue et ce, pour les raisons évoquées en réponse à la question 15.1. De plus, la reconstitution ex-post d'un scénario sans entente d'intégration éolienne sur une période de six années est un exercice théorique qui nécessite de poser une multitude d'hypothèses différentes, menant à autant de résultats différents.

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

16. Références : (i) Pièce B-0005, pages 5 et 6;
(ii) Dossier État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017 (ÉAPA 2009), réponses

d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements n° 1 de la Régie³, page 13.

Préambule :

À la référence i), le Distributeur fait référence aux études sur les impacts de la production éolienne qu'il a déposées à l'État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017.

«À la suite de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie de l'énergie concluait toutefois que l'entente d'intégration éolienne ne devrait pas être renouvelée telle quelle, questionnant notamment le besoin pour le Distributeur d'obtenir des livraisons d'énergie et une puissance garantie uniformes à l'année. La Régie demandait également au Distributeur de déposer un ensemble d'études sur les impacts de la production éolienne dans le cadre de l'état d'avancement 2009. Une des études alors déposées portait sur la contribution en puissance propre à la production éolienne⁴ et les trois autres sur les services complémentaires. Plus précisément, ces dernières portaient sur :

- la régulation de fréquence⁵ ;
- le réglage de production (suivi de la charge)⁶;
- les provisions pour aléas⁷.»

Le Distributeur indique, à la référence (ii), qu'en intégrant à l'analyse l'ensemble des besoins globaux satisfaits (BGS), les résultats devraient mieux refléter la réalité des variations de charge qu'en utilisant les besoins réguliers du Distributeur (BRD). Il précise toutefois que la détermination du profil des transits requiert l'utilisation d'hypothèses difficiles à vérifier et à contrôler, particulièrement pour un horizon éloigné comme 2016.

Demandes :

16.1 Veuillez fournir les définitions de Besoins Réguliers du Distributeur et de Besoins Globaux Satisfaits.

³ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepDDR-1_vsRegie_EtatPlanApprov_17dec09.pdf

⁴ « Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution ».

⁵ « Impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence ».

⁶ « Impact de la production éolienne sur le service de réglage de production (suivi de la charge) ».

⁷ « Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne ».

Réponse :

La différence entre les besoins réguliers du Distributeur et les besoins globaux satisfaits est liée aux quantités d'électricité en transit sur le réseau du Transporteur qui ne sont pas associées à la charge sous la responsabilité du Distributeur. Cette différence est principalement attribuable aux exportations.

16.2 L'horizon auquel il est référé en ii) est de 7 ans (2009-2016). Veuillez commenter la difficulté de vérifier et de contrôler des hypothèses relatives au profil des transits sur l'horizon de 3 ans de l'Entente.

Réponse :

Les exportations sont effectuées sur une base commerciale et peuvent être affectées par des considérations pour lesquelles le Distributeur ne possède pas d'information.

Par ailleurs, les besoins globaux satisfaits ont été utilisés dans l'étude portant sur l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence. Or, les résultats de cette étude n'ont pas été directement utilisés pour établir les paramètres de l'Entente.

- 17. Références :**
- (i) ÉAPA 2009, *Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution*, page 18;
 - (ii) ÉAPA 2009, *Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne*, page 28.

Préambule :

La bibliographie des rapports des références (i) et (ii) réfère, entre autres, aux documents suivants :

En référence (i) :

« 13) NERC : North American Electric Reliability Corporation ; Special Report : "Accommodating High Levels of Variable Generation", April 2009.

14) PIWKO, Richard & al; "The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System – Planning, Reliability and Operations – Report on Phase 2: System

Performance Evaluation” ; Report prepared by GE Energy Consulting Group for the New York State Energy Research and Development Authority; Albany NY; Draft February, 2005, pp.7.1-7.16. »

En reference (ii) :

« [5] M. Milligan M., "Wind power plants and system operation in the hourly time domain", *Windpower 2003. Austin, Texas. Mai 2003.*

[6] M. Milligan, B. Kirby, "The Impact of Balancing Areas Size. Obligation Sharing and Ramping Capability", *Proceedings of Wind Power 2007 Conference, June 3-5, 2007, Los Angeles, CA, USA. NREL-CP-500-41809.*

[7] K. Dragoon, B. Kirby and M. Milligan, "Do Wind Forecasts Make Good Generation Schedules?", *Proceedings of Wind Power Conference 2008, June 1-4, 2008, Houston, Texas, NREL/CP-500-43507.*

[...]

[9] N. Menemenlis, M. Huneault, J. Bourret, A. Robitaille, "Calculation of Balancing Reserves Incorporating Wind Power into the Hydro-Québec System over the Time Horizon 1 to 48 Hours ", *8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, Germany, 14-15 Oct., 2009. »*

Demande :

17.1 Veuillez produire des exemples de réseaux qui ont identifié des besoins réels de services complémentaires additionnels requis par l'ajout de ressources éoliennes. Veuillez préciser la nature et les quantités des services requis ainsi que l'ampleur des ressources éoliennes correspondantes.

Réponse :

Outre les références mentionnées en préambule, le Distributeur ne dispose pas de nouvelles informations.

18. Références : (i) ÉAPA 2009, *Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne*, page 13;
(ii) Pièce B-0005, page 12.

Préambule :

En référence (i), une méthode probabiliste est utilisée pour extrapoler à 3 000 MW de puissance éolienne installée les résultats de l'étude portant sur deux parcs éoliens existants.

En référence (ii), afin de déterminer la quantité de service de provisions pour aléas, les résultats extrapolés pour 3 000 MW à la référence (i) sont interpolés de façon linéaire en fonction de la quantité réelle de puissance éolienne installée.

Demande :

18.1 Veuillez justifier l'utilisation d'une interpolation linéaire aux fins de l'Entente compte tenu que l'extrapolation utilisée dans l'étude à la référence (i) n'est pas linéaire.

Réponse :

L'utilisation d'une interpolation linéaire est utilisée pour des raisons de simplification de l'Entente et pour limiter les analyses additionnelles à réaliser.

Par ailleurs, l'erreur de prévision utilisée pour établir les paramètres de l'Entente est associée à 3 000 MW de puissance éolienne installée. Pour des raisons de diversité des sites de production, une plus faible quantité d'éoliennes installées devrait mener à une erreur de prévision proportionnellement plus élevée. Ainsi, la prise en compte du caractère non linéaire des erreurs de prévision aurait conduit, dans le présent cas, à des coûts plus élevés pour le Distributeur puisque la puissance éolienne installée est inférieure à 3 000 MW pour les années couvertes par l'Entente.

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0005, pages 25 et 26;
 - (ii) Pièce B-0006, pages 10 et 11;
 - (iii) Pièce B-0005, page 12 et pièce B-0006, pages 11 et 12.

Préambule :

La Régie comprend des références (i) et (ii) que les quantités supplémentaires de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation seraient basées sur les besoins réels additionnels requis par le Transporteur pour fournir ces services.

À la référence (i) :

**« 3.4.2 Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves
d'exploitation**

Les quantités additionnelles requises de ces services doivent être déterminées par le Transporteur, compte tenu de son rôle vis-à-vis le maintien de la sécurité et de la fiabilité du réseau de transport. Si de telles quantités étaient identifiées par le Transporteur, il demanderait au Distributeur de fournir ou de faire fournir ces quantités additionnelles, conformément aux dispositions à cet égard dans les Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec. »

À la référence (ii) :

« Dans le cas où, afin de maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique, le Transporteur exigerait que les niveaux des services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation dépassent ceux prévus dans l'entente de services complémentaires, le Distributeur devra alors se procurer, auprès du Producteur au prix correspondant au service utilisé établi au sous-paragraphe (a), toute quantité supplémentaire de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation par rapport aux niveaux de services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation actuellement fournis en vertu de l'entente de services complémentaires. »

En référence (iii), le Distributeur indique que les quantités du service de suivi de la charge et du service de provisions pour aléas seraient, quant à elles, basées sur la quantité réelle de production éolienne installée et sur les quantités additionnelles de service occasionnées par l'introduction de 3 000 MW d'énergie éolienne. Ces quantités additionnelles de service ont été déterminées sur la base d'études prospectives. Elles s'établissent à 82 MW pour le service de suivi de la charge et à 45 MW pour le service de provisions pour aléas.

Demandes :

19.1 Veuillez confirmer qu'il incombe au Transporteur de déterminer les quantités additionnelles requises aux services complémentaires de suivi de la charge et de provisions pour aléas. Dans la négative, veuillez préciser à qui incombent ces responsabilités.

Réponse :

Compte tenu de son obligation d'assurer la fiabilité et la sécurité du réseau, le Transporteur doit voir à ce que tous les services complémentaires requis lui soient rendus disponibles par le Distributeur. À cet effet, compte tenu de la structure de l'industrie électrique au Québec, le Producteur se trouve dans une situation où il fournit tous les services complémentaires requis, dont le suivi de la charge et la provision pour aléas.

Par ailleurs, les limites de l'engagement du Producteur vis-à-vis la fourniture des services concernés sont définies uniquement dans une entente convenue entre le Producteur et le Distributeur, soit l'« Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial ». En plus, cet engagement n'implique pas la fourniture de services complémentaires au-delà de ceux requis pour la livraison de l'électricité patrimoniale. Pour cette raison, les parties ont convenu de s'en remettre aux résultats des études, rapportés à la référence (iii), pour évaluer les quantités de services complémentaires qu'implique l'intégration de la production éolienne.

- 19.2** Veuillez expliquer pourquoi les quantités des services de suivi de la charge et de provisions pour aléas ne seraient pas basées, à l'instar des services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, sur les besoins réels requis pour fournir ces services, plutôt que sur des études prospectives.

Réponse :

La mise en place de systèmes de suivi en temps réel des dépassements des seuils déterminés dans l'Entente sur les services complémentaires requiert l'engagement de coûts importants considérant la valeur des services impliqués. Puisque l'Entente globale de modulation comporte une durée limitée, les parties ont préféré s'en remettre à une solution simple qui minimise les coûts d'administration. À cet égard, des études ont déjà été réalisées et déposées à la Régie de l'énergie. De plus, elles ont fait l'objet de questions de la part de la Régie et des intervenants dans le cadre des audiences sur le Plan d'approvisionnement.

- 19.3** Veuillez fournir, pour les années 2010 à 2014, les besoins réels requis par le Transporteur (ou autre, le cas échéant) pour fournir les services suivants :

2.3.1 le service de suivi de la charge;

2.3.2 le service de provisions pour aléas.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.1.

19.4 Veuillez préciser si les besoins identifiés à la question précédente sont basés sur les BGS ou les BRD.

Réponse :

Ces études ont été réalisées à partir des BRD, puisque les balises sur les services complémentaires déterminées dans l'Entente sur les services complémentaires sont définies à l'égard des besoins du Distributeur.

19.5 Veuillez indiquer ce qui adviendra si les besoins réels requis pour fournir le service de suivi de la charge venaient à dépasser 82 MW et ceux pour fournir le service de provisions pour aléas venaient à dépasser 45 MW avant la fin de l'Entente, soit le 31 décembre 2014. Veuillez notamment préciser en vertu de quel mécanisme ou entente ces quantités de services excédentaires seraient fournies et facturées.

Réponse :

Pendant la durée de l'Entente, le Producteur assumera tous les impacts de la production variable sur les services complémentaires concernés quel que soit l'impact réel. Le prix payé à cet égard par le Distributeur se limitera à celui défini dans l'Entente.

20. Références : (i) Pièce B-0005, pages 11 à 13 et 25 à 30;
(ii) Pièce B-0006, pages 10 à 12, 21 et 22.

Préambule :

Les références (i) et (ii) présentent les prix des services complémentaires prévus dans l'Entente.

Demande :

20.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à un balisage des prix des services complémentaires d'autres fournisseurs en Amérique du Nord. Si oui, veuillez en déposer les résultats et les comparer aux prix prévus dans l'Entente. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Les services de suivi de la charge et de provision pour aléas, tels que définis dans l'Entente sur les services complémentaires, n'ont pas d'équivalents dans les réseaux voisins. La présence de marchés de court terme horaires et intra-horaires introduit une dynamique différente dans l'application de ce type de services.

- 21. Références :**
- (i) Pièce B-0006, page 21;
 - (ii) Dossier R-3605-2006, pièce B-30, HQT-13, document 1, page 77;
 - (iii) Dossier R-3549-2004, pièce HQT-6, document 1, pages 63 et 64;
 - (iv) Pièce B-0005, page 28.

Préambule :

À la référence (i), le prix annuel applicable à la fourniture de services additionnels de réglage de fréquence (régulation fréquence-puissance RFP) est basé sur la valeur associée à ce service. Par exemple, dans le dossier R-3778-2010, cette valeur est de 13,5 M\$.

La Régie déduit des références (ii) et (iii) que cette valeur de 13,5 M\$ provient de l'évaluation de la perte de rendement des centrales du Producteur de 180 GWh à un prix de 7,5 ¢/kWh (180 GWh x 7,5 ¢/kWh = 13,5 M\$).

À la référence (iv) le Distributeur précise que la tarification du service de suivi de la charge est basée sur le prix du RFP :

« Afin d'assurer ce suivi de la charge, le RFP ainsi que les arrêts et démarrages de groupes constituent deux moyens utilisés de façon concomitante. Traditionnellement, le RFP est associé à de petites variations de charge se produisant à l'intérieur de périodes trop courtes pour être gérées par l'intervention manuelle du contrôleur du réseau. Par contre, les variations de charge plus importantes entraînent l'arrêt et le démarrage de

groupes, nécessitant la mise en attente de ressources pendant la période qui précède leur synchronisation ; ces ressources ne peuvent alors être utilisées à des fins productives. À cet égard, le suivi de la charge présente certaines similitudes avec le maintien des réserves tournante et arrêtée.

Bien que la tarification du service de suivi de la charge soit basée sur le prix du RFP, ce service ne suffirait pas à lui seul à satisfaire les besoins identifiés. Un recours à des ressources plus coûteuses est donc requis. Ainsi, afin de refléter la valeur additionnelle du service de suivi de la charge par rapport au RFP, le prix est établi à 150 % du RFP. Le facteur de 150 % appliqué au RFP assure par ailleurs que le prix payé pour le suivi de la charge (20 250 \$/MW-an) demeure bien en deçà de ceux associés à la réserve tournante (49 700 \$/MW-an) et à la réserve arrêtée (49 600 \$/MW-an). » (nous soulignons)

Demandes :

21.1 Veuillez expliquer les motifs, les paramètres et autres considérations ayant conduit à appliquer au RFP un facteur spécifique de 150 %, plutôt que d'autres facteurs entre 100 % (prix du service de réglage de la fréquence) et 368 % (prix du service de maintien des réserves d'exploitation).

Réponse :

Le service de suivi de la charge, tout comme le RFP, est requis pour des considérations de régulation de fréquence. Toutefois, il existe certaines différences entre les deux services qui justifient une plus forte rémunération du suivi de la charge, comparativement au RFP :

- **Alors que le service de réglage fréquence-puissance permet des ajustements fins en continu sur un horizon de un à cinq minutes, le service de suivi de la charge représente un travail discontinu à action lente sur un horizon de plusieurs minutes.**
- **L'automatisme RFP utilise la plage disponible des groupes asservis, tandis que le suivi de la charge requiert des manœuvres non automatisées de synchronisation et désynchronisation de groupes selon les programmes et stratégies de production, entraînant des pertes de rendement et une mobilisation temporaire des groupes en arrêt-démarrage avant et après la période de production active.**

Le facteur de 150 % est basé sur la reconnaissance que des groupes turbines-alternateurs sont temporairement mobilisés pour rendre le service. La mobilisation temporaire de groupes implique des coûts additionnels par rapport au service de RFP, sachant que le coût de ce dernier est uniquement basé sur des considérations de pertes de

rendement. La facteur de 150% constitue la valeur représentative des services sur laquelle le Distributeur et le Producteur se sont entendus.

21.2 En référence à l'extrait souligné au préambule, veuillez fournir la tarification actuelle, le cas échéant, du service de suivi de la charge. Veuillez préciser vos sources.

Réponse :

Le prix de l'électricité patrimoniale inclut le service de suivi de la charge. Par contre, l'engagement du Producteur se limite à celui décrit dans l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement.

L'extrait souligné en préambule concerne la tarification proposée dans l'Entente globale de modulation, c'est-à-dire celle déterminée par le coût du service de réglage de fréquence, dérivé des tarifs et conditions du Transporteur, conformément aux dispositions de l'annexe 2 de l'Entente (HQD-1, Document 2, page 21), lequel est multiplié par 150%.

21.3 Veuillez expliquer pourquoi le prix du service de suivi de la charge ne serait pas basé, à l'instar du service de réglage de la fréquence, sur la perte de rendement du Producteur pour fournir ce service.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.

ANNEXE 1

TABLEAU A-1

Écart-type selon le scénario climatique

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
2012	0,2	1,7	(0,9)	0,3	(0,0)	1,7	(0,5)	1,2	(0,6)	0,8	(1,2)	0,0	(0,4)	(0,6)	0,2	(0,4)	(1,2)	0,1	1,9	(1,2)	(0,5)	0,6	1,0	0,6	0,4	0,1	1,1	(2,2)	(1,1)	(0,1)	(1,2)	(0,0)	1,3	0,7	0,1	(1,9)
2013	0,1	1,7	(0,9)	0,3	(0,0)	1,7	(0,6)	1,3	(0,6)	0,8	(1,2)	0,1	(0,4)	(0,6)	0,2	(0,4)	(1,2)	0,1	1,9	(1,2)	(0,5)	0,6	1,0	0,6	0,4	0,1	1,0	(2,2)	(1,1)	(0,1)	(1,2)	(0,0)	1,3	0,7	0,1	(1,8)
2014	0,1	1,7	(0,9)	0,3	(0,0)	1,7	(0,6)	1,3	(0,6)	0,8	(1,2)	0,1	(0,4)	(0,6)	0,2	(0,4)	(1,2)	0,1	1,9	(1,2)	(0,5)	0,6	1,0	0,6	0,4	0,1	1,0	(2,2)	(1,1)	(0,1)	(1,2)	(0,0)	1,3	0,7	0,1	(1,8)