

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1  
DE SÉ-AQLPA**



## 1 LA PREUVE PRINCIPALE (HQD-2, DOCUMENT 1)

### 1.1 Les combinaisons de soumissions

#### **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 30 (lignes 1-13) et annexe technique 3.

**Demande :**

a) Nous comprenons que les 10 combinaisons de soumissions B à K sont chacune des variantes de la combinaison A, ces 10 variantes ayant toutes été obtenues en effectuant l'opération décrite aux lignes 3 à 8 de la page 30 de la pièce HQD-2 Document 1. Notre compréhension est-elle exacte ? Sinon, veuillez indiquer comment ces combinaisons B à K ont été générées ?

**Réponse :**

**Les combinaisons B à K ne sont pas des variantes de la combinaison A puisque chacune constitue la meilleure des solutions générées par le modèle d'optimisation lorsque l'opération décrite à la section 8.3 de la demande est effectuée.**

b) Après avoir identifié la meilleure combinaison de soumissions A, plutôt que d'en générer des variantes, n'aurait-il pas été plus logique au contraire de réutiliser l'outil d'aide à la décision de l'IREQ afin d'identifier la 2<sup>e</sup> meilleure combinaison (indépendamment du contenu de la meilleure combinaison) et ainsi de suite ?

**Réponse :**

**Les combinaisons B à K se sont toutes avérées plus coûteuses que la combinaison A et cela a permis de confirmer la robustesse du modèle utilisé. Le fait de prendre comme point de départ la 2<sup>e</sup> meilleure combinaison n'aurait pas permis d'identifier une combinaison moins coûteuse que la combinaison A retenue.**

**c)** Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) ont émis des commentaires sur votre choix de générer des variantes de la combinaison A plutôt que de réutiliser l'outil d'aide à la décision de l'IREQ afin d'identifier les autres meilleure combinaison (indépendamment de la première) ? Si oui, quelles ont été les réponses d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**Le rapport du Représentant officiel (HQD-2, Document 1, annexe 5) contient certains énoncés relatifs à l'octroi des contrats. Le Représentant officiel a observé la méthodologie suivie lors de la formation des combinaisons et il en conclut que les pratiques du Distributeur respectent la procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité quant à la sélection des soumissions.**

**Le rapport de Merrimack Energy (HQD-2, Document 1, annexe 5) contient certains énoncés relatifs à la formation des combinaisons. Merrimack Energy a revu la méthodologie de recherche de la combinaison comportant le coût le plus faible et a déclaré que le modèle d'optimisation utilisé constitue une amélioration qui a permis une analyse détaillée et rapide, ce qui a conduit à la sélection de la combinaison de moindre coût en considération des contraintes identifiées à l'appel d'offres.**

***DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-2***

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 30 (lignes 9-13) et annexe technique 3.

**Demande :**

**a)** Parmi les 11 combinaisons de soumissions étudiées et énumérées de A à K à l'annexe technique no. 3, combien n'incluaient aucun projet de Services Airtricity.

**Réponse :**

**Une seule combinaison n'incluant aucun projet de Services Airtricity a été analysée. Cette combinaison a été obtenue en imposant au modèle le retrait de toutes les offres-années associées au manufacturier Enercon.**

b) Veuillez identifier lesquelles (par leur lettre).

**Réponse :**

**Il s'agit de la combinaison K.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-3**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, pages 31-32 (Section 9) et annexe technique 3.

**Demande :**

a) Suite au désistement de Services Airtricity (qui faisait partie de la combinaison de soumissions A), nous constatons que toutes les autres combinaisons de soumissions sauf une (c'est-à-dire toutes les combinaisons B, C, D, E, F, G, I, J et K) offraient un prix moyen inférieur à celui de la combinaison qui fait l'objet de la présente demande d'approbation. Comment expliquez-vous qu'Hydro-Québec Distribution n'ait pu se rabattre sur aucune de ces autres combinaisons ni en constituer de nouvelles, dont le prix se serait rapproché de celui moins élevé de ces combinaisons ?

**Réponse :**

**Tel que l'a indiqué le Distributeur dans sa demande, le retrait de Services Airtricity s'est produit alors que l'attribution des contrats était en cours. Le processus de sélection des soumissions était alors terminé et le Distributeur a appliqué la Procédure et a fait appel aux projets en relève afin d'obtenir les quantités recherchées.**

b) Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer cette anomalie ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**Il n'y a aucune anomalie. Le Représentant officiel du Distributeur a constaté que le retrait de Services Airtricity s'est produit alors que l'attribution des contrats était en cours et que le processus de sélection des soumissions était terminé. Le Représentant officiel a conclu que la sélection des soumissions s'est faite conformément à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-4**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, de la page 31 (ligne 17) à la page 32 (ligne 2) :

*Les seuls projets alors considérés pour l'établissement de la liste de relève ont été ceux dont le pointage était supérieur au seuil requis pour passer à l'étape 3.*

**Demande :**

a) Quel est le seuil de pointage requis pour passer à l'étape 3 ?

**Réponse :**

**Dans le cadre du présent appel d'offres, le seuil de l'étape 3 a été établi au rang 232 (inclusivement) du classement de l'étape 2.**

b) Quand ce seuil a-t-il été décidé et où se trouve-t-il indiqué dans la documentation de l'appel d'offres ?

**Réponse :**

**Ce seuil a été déterminé à la fin de l'étape 2 avant d'amorcer la formation des combinaisons prévue à l'étape 3. La justification**

quant à la détermination de ce seuil est exposée à la section 7.5 de la demande (HQD-2, Document 1).

**c)** Comment se fait-il que vous mentionnez ici un "seuil requis pour passer à l'étape 3" alors qu'aucun tel seuil n'était mentionné auparavant à la section 8.2 (aux pages 28-29) lors de la constitution initiale des combinaisons de soumissions A à K ?

**Réponse :**

**La section 8.2 de la demande expose les caractéristiques de l'outil d'optimisation utilisé par le Distributeur pour la formation des combinaisons à partir des offres-années retenues à l'étape 3. Cette section ne traite pas de la détermination du seuil pour le passage à l'étape 3. Ce sujet est plutôt traité à la section 7.5.**

**d)** Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer l'anomalie décrite en (c) ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**Il n'y a aucune anomalie à la section 8.2 (voir la réponse précédente).**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-5**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 31 (lignes 12-17).

*Comme le processus d'attribution était déjà en cours, le Distributeur n'a eu d'autre choix que de faire appel aux projets en relève afin d'obtenir les quantités recherchées. Ces projets présentaient le coût le plus bas (après ceux de la combinaison retenue à la fin de l'étape 3) et utilisaient les manufacturiers Enercon et REpower, soit les manufacturiers figurant dans la combinaison retenue.*

**Préambule :**

Nous nous demandons s'il était essentiel que les soumissions de relève proviennent nécessairement de soumissionnaires s'étant associés à Enercon ou REpower.

**Demande :**

**a)** Est-ce que le retrait de Services Airtricity (avant la sélection des soumissions de relève) a eu pour effet de faire baisser le carnet de commandes de l'équipementier Enercon (l'équipementier de Services Airtricity) en-deçà du seuil minimal que cette entreprise requerrait ? Veuillez préciser.

**Réponse :**

**Le nombre de MW attribué suite au retrait de Services Airtricity était inférieur au carnet de commandes minimal exigé par le manufacturier Enercon.**

**Voir également la réponse à la question 10.4 de TCE (HQD-3, Document 6).**

**b)** Suite au retrait de Services Airtricity et avant la sélection des soumissions de relève, est-ce que le volume des soumissions qui restaient à sélectionner (380,5 MW) était inférieur au seuil minimal que chacun des trois équipementiers AAER inc., EQUA-CRERQ et General Electric requerrait ? Veuillez préciser pour chacun des 3 équipementiers.

**Réponse :**



**Les valeurs spécifiées dans les soumissions à titre de carnet de commandes minimal constituent des informations confidentielles.**

**c)** Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) ont émis des commentaires sur votre choix de limiter les soumissions de relève à celles de soumissionnaires s'étant associés à Enercon ou REpower ? Si oui, quelles ont été les réponse d'Hydro-Québec Distribution à ces commentaires ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**Ni le Représentant officiel (HQD-2, Document 1, annexe 5), ni Merrimack Energy Group (HQD-2, Document 1, annexe 5) n'ont émis de commentaires spécifiques sur le fait que la liste de relève ne comporte que des soumissions associées à Enercon ou à REpower.**

**Le rapport du Représentant officiel (HQD-2, Document 1, annexe 5) contient certains énoncés relatifs à l'octroi des contrats. Le Représentant officiel a pu observer les faits et la méthodologie suivie lors de l'octroi et du recours à la liste de relève et il en conclut que les pratiques du Distributeur respectent la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité quant à la sélection des soumissions.**

***DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-6***

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 31 (lignes 12-17).

**Demande :**

**a)** Quels étaient les seuils minimaux que chacun des 5 équipementiers Enercon, REPower, AAER inc., EQUA-CRERQ et General Electric requerrait pour son carnet de commandes ?

**Réponse :**

Tel que mentionné en réponse à la question 5b, les valeurs spécifiées dans les soumissions à titre de carnet de commandes minimal constituent des informations confidentielles.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-7**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 31, tableau 6.

**Demande :**

**a)** Veuillez ventiler le tableau 6 en indiquant le coût de l'énergie et le coût de transport par année de 2010 à 2037, le tout en dollars (\$) courants.

**Réponse :**

Le Tableau R-7 a) ci-après présente le coût estimé de l'énergie en dollars courants, pour la combinaison retenue (A) avant le retrait de Services Airtricity.

Le coût unitaire de transport présenté au tableau 6 de la pièce HQD-2, Document 1 est le coût d'investissement pour l'intégration des parcs au réseau de transport plus le coût des pertes, le tout actualisé en dollars (2007) et exprimé en annuité croissante à l'IPC de long terme (2 %). C'est ce même coût de transport qui est présenté au Tableau R-7 a) ci-après.

Réponse à la demande de renseignements n°1  
de SÉ-AQLPA

Tableau R-7a): Coûts unitaires pour la combinaison retenue de moindre coût (combinaison A) (avant le retrait de Services Airtricity)					
Année	Coût de l'énergie (\$ courants/MWh)	Coût de transport (annuité, \$/MWh)	Année	Coût de l'énergie (\$ courants/MWh)	Coût de transport (annuité, \$/MWh)
2007		12,99	2022	112,81	17,48
2008		13,25	2023	113,77	17,83
2009		13,51	2024	114,77	18,19
2010	101,05	13,79	2025	115,80	18,55
2011	101,31	14,06	2026	116,86	18,92
2012	101,94	14,34	2027	117,95	19,30
2013	102,73	14,63	2028	119,08	19,69
2014	104,98	14,92	2029	120,24	20,08
2015	106,12	15,22	2030	121,48	20,48
2016	107,56	15,52	2031	123,00	20,89
2017	108,37	15,83	2032	121,74	21,31
2018	109,21	16,15	2033	125,33	21,74
2019	110,07	16,47	2034	124,20	22,17
2020	110,96	16,80	2035	122,90	22,62
2021	111,87	17,14			

b) Veuillez fournir un tableau similaire à celui de la sous-question (a) en utilisant la combinaison de soumissions proposée pour approbation au présent dossier R-3676-2008 (c'est-à-dire la combinaison que vous proposez après le retrait de Services Airtricity et l'ajout de soumissions de relève).

Réponse :

Le Tableau R-7 b) ci-après est l'équivalent du Tableau R-7 a), mais pour la combinaison de soumissions proposée pour approbation, soit après le retrait de Services Airtricity.

**Tableau R-7b): Coûts unitaires pour la combinaison soumise pour approbation à la Régie (suite au retrait de Services Airtricity)**

Année	Coût de l'énergie (\$ courants/MWh)	Coût de transport (annuité, \$/MWh)	Année	Coût de l'énergie (\$ courants/MWh)	Coût de transport (annuité, \$/MWh)
2007		13,40	2022	115,90	18,03
2008		13,67	2023	116,90	18,40
2009		13,94	2024	117,93	18,76
2010		14,22	2025	118,98	19,14
2011	112,87	14,50	2026	120,07	19,52
2012	112,02	14,79	2027	121,20	19,91
2013	108,02	15,09	2028	122,36	20,31
2014	108,83	15,39	2029	123,55	20,72
2015	109,46	15,70	2030	124,79	21,13
2016	110,49	16,01	2031	125,82	21,55
2017	111,33	16,33	2032	123,31	21,98
2018	112,19	16,66	2033	125,33	22,42
2019	113,08	16,99	2034	124,20	22,87
2020	114,00	17,33	2035	122,90	23,33
2021	114,94	17,68			

c) Quel est le taux d'actualisation employé au tableau 6 ?

Réponse :

Voir HQD-2, Document 1, annexe technique 1.

d) Étant donné que les 15 contrats sont entièrement publics, veuillez fournir le coût estimé de l'énergie et le coût estimé de transport, actualisés en \$ de 2007 pour chacun des 15 contrats.

Réponse :

Le coût estimé de l'énergie actualisé en dollars de 2007 pour chacun des 15 contrats est présenté dans la réponse à la question 5 de INNERGEX (HQD-3, Document 3).

Dans cette réponse, le coût de transport y figurant est celui estimé à l'étape 2. Hydro-Québec TransÉnergie a estimé à l'étape 3 le coût de transport pour chacune des combinaisons, et non

**pas séparément pour chacune des offres-années formant une combinaison donnée. Le coût estimé de transport ne peut donc être fourni séparément pour chacun des contrats.**

**e)** Veuillez fournir 15 tableaux similaires à ceux demandés en sous-questions (a) et (b) (c'est-à-dire indiquant le coût de l'énergie et le coût de transport par année de 2010 à 2037), pour les 15 contrats.

**Réponse :**

**Le Tableau R-7 e) ci-après fournit le coût estimé de l'énergie en dollars courants pour chacun des 15 contrats.**

**Comme expliqué en réponse à la question 7 a), le coût de transport est d'une autre nature et ne peut être exprimé en dollars courants. C'est pourquoi il ne figure pas au Tableau R-7 e).**

Tableau R-7e): Coût unitaire de l'énergie par contrat soumis pour approbation à la Régie  
(\$ courants/MWh)

Nom du parc Année	Le Plateau	De l'Érable	Des Moulins	Bas St- Laurent (Ste-Luce)	Montérégie (St-Rémi)	New Richmond	St-Valentin	Seigneurie de Beaupré #3	Seigneurie de Beaupré #2	Vents du Kempt	Aganish	Massif du Sud #1	Lac Alfred	Rivière du Moulin #1	Clermont
2010															
2011	119,87	128,26	104,24	-	-	-	-	-	-	-	100,48	-	-	-	-
2012	119,87	128,32	104,40	113,04	111,98	114,62	117,38	-	-	-	100,51	94,86	96,70	-	-
2013	119,87	129,05	106,38	113,19	112,12	114,81	117,57	117,31	112,07	-	100,86	94,89	96,73	-	-
2014	119,87	129,80	108,46	114,89	113,81	117,10	119,92	117,37	112,12	106,03	101,23	95,22	97,07	108,62	-
2015	119,87	130,57	110,65	116,63	115,53	119,44	122,32	118,03	112,76	106,20	101,60	95,55	97,41	108,65	114,32
2016	119,87	131,35	112,98	118,40	117,29	121,83	124,76	118,70	113,41	108,33	101,99	95,90	97,76	109,01	114,35
2017	119,87	132,15	115,43	120,21	119,08	124,26	127,25	119,39	114,07	110,49	102,38	96,25	98,12	109,38	114,72
2018	119,87	132,96	118,02	122,06	120,91	126,75	129,80	120,09	114,75	112,70	102,77	96,60	98,48	109,76	115,11
2019	119,87	133,79	120,76	123,94	122,78	129,28	132,39	120,81	115,44	114,96	103,18	96,97	98,85	110,14	115,50
2020	119,87	134,64	123,66	125,86	124,68	131,86	135,04	121,54	116,14	117,25	103,59	97,34	99,23	110,53	115,89
2021	119,87	135,50	126,73	127,82	126,62	134,50	137,73	122,29	116,86	119,60	104,01	97,72	99,62	110,93	116,30
2022	119,87	136,38	129,98	129,82	128,60	137,18	140,49	123,05	117,60	121,99	104,44	98,11	100,01	111,34	116,71
2023	119,87	137,28	133,42	131,86	130,62	139,93	143,29	123,82	118,34	124,43	104,88	98,50	100,41	111,76	117,13
2024	119,87	138,19	137,07	133,93	132,68	142,72	146,16	124,61	119,11	126,92	105,32	98,90	100,82	112,18	117,56
2025	119,87	139,13	140,94	136,05	134,78	145,57	149,08	125,42	119,88	129,46	105,78	99,31	101,24	112,62	118,00
2026	119,87	140,08	145,04	138,22	136,92	148,48	152,05	126,24	120,68	132,04	106,25	99,73	101,67	113,06	118,45
2027	119,87	141,05	149,39	140,42	139,10	151,45	155,09	127,08	121,49	134,68	106,72	100,16	102,10	113,51	118,90
2028	119,87	142,04	154,00	142,67	141,33	154,47	158,19	127,94	122,31	137,38	107,20	100,59	102,54	113,97	119,37
2029	119,87	143,05	158,90	144,96	143,60	157,56	161,35	128,81	123,15	140,12	107,70	101,03	103,00	114,44	119,84
2030	119,87	144,08	164,10	147,30	145,92	160,71	164,58	129,70	124,01	142,93	108,20	101,49	103,46	114,91	120,33
2031	119,87	145,13	169,63	149,69	148,29	163,92	167,86	130,61	124,89	145,78	108,71	101,95	103,93	115,40	120,82
2032	-	-	-	152,13	150,70	167,20	171,22	131,54	125,78	148,70	-	102,42	104,41	115,90	121,32
2033	-	-	-	-	-	-	-	132,49	126,69	151,67	-	-	-	116,41	121,84
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	154,71	-	-	-	116,92	122,36
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122,90

## 1.2 Les contraintes de capacité régionale

### **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-8**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 29, lignes 10-11 :

*lorsque requis, une limite de MW peut être imposée pour une région donnée en raison de contraintes sur le réseau de transport*

#### **Demande :**

**a)** La limite de 500 MW disponible dans le réseau Matapédia (en raison des contraintes de la ligne Rivière-du-Loup-Rimouski) faisait-elle partie des contraintes dont l'outil d'aide à la décision fourni par l'IREQ à l'étape 3 devait tenir compte ? Veuillez confirmer le niveau de cette contrainte.

#### **Réponse :**

**Oui, la contrainte a été fixée à un maximum de 500 MW de puissance éolienne additionnelle au-delà de la capacité du réseau.**

**b)** Quels étaient les autres maximums régionaux imposés comme contraintes dans cet outil d'aide à la décision fourni par l'IREQ à l'étape 3 ?

#### **Réponse :**

**Il n'y a eu aucune autre contrainte régionale appliquée au modèle.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-9**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-1, Document 2, pages 31-32 (Section 9).

**Demande :**

**a)** Pendant 2 ans, de 2005 à 2007, Hydro-Québec Distribution a continuellement rappelé aux soumissionnaires potentiels de l'appel d'offres A/O 2005-03 qu'il existait une limite de 500 MW pour les ajouts de nouveaux parcs éoliens dans le réseau Matapédia compte tenu des limites d'accueil de la ligne de transport existante entre Rivière-du-Loup à Rimouski. Hydro-Québec Distribution soulignait de façon répétée qu'au-delà de ce seuil, une seconde ligne de transport deviendrait requise entre Rivière-du-Loup à Rimouski ou que le Distributeur serait obligé de prendre le risque d'un délestage de production (qui devrait malgré tout être payée au fournisseur éolien) pendant les heures où toutes les éoliennes de la région Matapédia (c'est-à-dire tout le territoire au-delà de Rimouski) produiraient à pleine capacité.

Nous constatons qu'avant le retrait de Services Airtricity, le total des projets sélectionnés dans le réseau régional Matapédia (Kruger Bas Saint-Laurent, Vents du Kempt, Lac-Alfred 1 et 2) était effectivement de 468 MW, soit une capacité inférieure au seuil maximal de 500 MW que ce réseau régional pouvait accueillir sans nécessiter l'ajout d'une seconde ligne de transport de Rivière-du-Loup à Rimouski ou un risque de délestage de production. Tel était l'état des projets le 29 avril 2008 lorsque vous avez avisé chacun des soumissionnaires gagnants de l'acceptation de sa soumission.

Or, ce même 29 avril 2008, vous avez appris le désistement de Services Airtricity. Deux jours plus tard le 1<sup>er</sup> mai 2008, vous avisiez 4 soumissionnaires supplémentaires que leurs offres avaient été acceptées en relève, dont 2 soumissions dans le réseau de Matapédia (Invenergy Le Plateau et Venterre New Richmond). Or avec cet ajout, la capacité totale des nouvelles éoliennes du réseau Matapédia passe à 606,6 MW, ce qui dépasse le seuil de 500 MW précité. Même la soumission supplémentaire de relève ajoutée le 1<sup>er</sup> mai 2008 mais non retenue (Kruger Les Hauteurs) est située dans le réseau Matapédia.

Comment justifiez-vous d'avoir soudain décidé, entre le 29 avril 2008 et le 1<sup>er</sup> mai 2008, de dépasser le seuil des 500 MW dans le réseau Matapédia ?

**Réponse :**



Compte tenu de l'encadrement réglementaire adopté par le gouvernement du Québec qui exige que le Distributeur se procure 2 000 MW d'énergie éolienne, il s'agissait de la seule option encore possible pour conclure le processus d'appel d'offres puisque la liste de relève ne comportait plus aucune offre située à l'extérieur de la zone de contrainte.

b) Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer ce dépassement soudain du seuil des 500 MW dans le réseau Matapédia ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**L'octroi des contrats au-delà de 500 MW à l'est de Rivière-du-Loup est une décision qui relève du Distributeur. Le Distributeur n'a pas reçu de commentaire ou de correspondance à ce sujet.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-10**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-1, Document 2, pages 31 et 32.

**Demande :**

a) Veuillez confirmer que le coût de transport indiqué au tableau 6 de la référence (c'est-à-dire avant le retrait de Services Airtricity) **n'inclut pas** l'ajout d'une seconde ligne de transport de Rivière-du-Loup à Rimouski. Si toutefois ce coût inclut cet ajout de ligne, veuillez expliquer pourquoi, vu que la capacité des nouveaux parcs indiqués était alors inférieure à 500 MW.

**Réponse :**

**Le coût de transport indiqué au tableau 6 de la référence (c'est-à-dire avant le retrait de Services Airtricity) n'inclut pas l'ajout d'une ligne de transport de Rivière-du-Loup à Rimouski.**

b) Veuillez confirmer que le coût de transport modifié, tel qu'indiqué en page 32, ligne 6 de la référence (c'est-à-dire après le retrait de Services Airtricity et l'ajout des 4 soumissions de relève) **inclut** l'ajout d'une seconde ligne de transport de Rivière-du-Loup à Rimouski. Si toutefois ce coût n'inclut pas cet ajout de ligne, veuillez expliquer pourquoi, vu que la capacité des nouveaux parcs indiqués est alors supérieure à 500 MW.

**Réponse :**

**Le coût de transport modifié après le retrait de Services Airtricity et l'ajout des quatre soumissions de relève n'inclut pas l'ajout d'une seconde ligne de transport de Rivière-du-Loup à Rimouski.**

**Le dégagement d'une capacité de 500 MW de puissance éolienne additionnelle a été annoncé au début du processus d'appel d'offres afin de fournir un signal de coût clair aux intéressés à soumissionner quant aux coûts nécessaires pour accroître la capacité de transit de Rimouski vers Rivière-du-Loup. Le Distributeur a rigoureusement effectué ce qu'il a annoncé à l'annexe 6 du document d'appel d'offres :**

***«Hydro-Québec Distribution considère la possibilité d'ajouter 500 MW de puissance éolienne additionnelle sur le réseau à 315 kV situé entre les postes de Rimouski et Matapédia sans déclencher la construction d'une nouvelle ligne qui serait autrement requise entre les postes Rivière-du-Loup et Rimouski. Au-delà de 500 MW de puissance additionnelle sur le réseau gaspésien, la construction d'une nouvelle ligne (d'un coût approximatif de 135 M\$) reliant les postes Rivière-du-Loup et Rimouski sera considérée lors de l'analyse des coûts de transport à l'étape 3 du processus de sélection des soumissions. (...)***

***Le dégagement d'une capacité de 500 MW de puissance éolienne additionnelle sur le réseau à 315 kV entre les postes de Rimouski et Matapédia implique qu'à certains moments, Hydro-Québec Distribution pourrait plafonner la réception de l'électricité en provenance des parcs éoliens conformément aux dispositions de l'article 7.3 du contrat-type. »***

Le processus de sélection des soumissions s'est conclu avec l'identification de la combinaison gagnante de quatorze offres, en considérant le dégagement d'une capacité de 500 MW de puissance éolienne additionnelle.

Par la suite, au cours de l'attribution des contrats, Services Airtricity a retiré ses soumissions. Le Distributeur a alors appliqué la Procédure afin de compléter l'octroi des 2 000 MW recherchés à partir de la liste de relève en recherchant la solution de moindre coût, soit celle des quinze contrats faisant l'objet de la présente demande. En somme, la contrainte de 500 MW a été considérée à l'étape 3, mais l'objectif visé par ce dégagement de capacité additionnelle n'a pas compromis le comblement des 2 000 MW recherchés à partir de la liste de relève.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-11**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-1, Document 2, pages 31 et 32.

**Demande :**

a) Hydro-Québec Distribution prévoit-elle prendre le risque d'un délestage de production éolienne dans le réseau régional de Matapédia vu la congestion de la ligne Rivière-du-Loup-Rimouski suite aux projets éoliens dont l'approbation est demandée au présent dossier ? Si oui, veuillez quantifier cette probabilité et indiquer l'estimation des volumes délestés et de leur coût pour Hydro-Québec Distribution, en fournissant ces volumes et ce coût par année, de 2010 à 2037.

**Réponse :**

La décision d'assumer ce risque a été prise en 2006 lors du dégagement d'une capacité de 500 MW de puissance éolienne additionnelle au-delà des 1 254 MW déjà sous contrat sur le réseau gaspésien.

Bien qu'avec le recours à la liste de relève, plus de 500 MW de capacité additionnelle sont maintenant prévus à l'est de Rivière-du-Loup, la position du Distributeur demeure inchangée. Compte tenu des nombreux facteurs susceptibles d'affecter à la baisse la

fréquence et l'ampleur des dépassements de la capacité de transit, le Distributeur estime que le plafonnement demeure la solution de moindre risque. Le Distributeur ne peut cependant définir de façon certaine le niveau de plafonnement attendu, notamment en raison des incertitudes suivantes d'ici l'horizon 2014-2015 :

- Le nombre de MW qui sera effectivement installé compte tenu des incertitudes liées à la réalisation des projets.
- L'évolution de la charge sur le réseau gaspésien, en particulier les caractéristiques des périodes de creux de charge.
- Le régime horaire des vents de la péninsule, le profil horaire de production nette, le facteur d'utilisation réelle des parcs éoliens en période de creux de charge ainsi que le niveau de puissance maximale injectée simultanément sur le réseau gaspésien par rapport à la puissance installée.
- L'évolution des outils de gestion des capacités de transit en temps réel et, en général, l'évolution du réseau de l'Est du Québec.

Le Distributeur est d'avis que des prévisions pourront être établies lorsque ses approvisionnements éoliens atteindront quelques 500 MW avec une certaine dispersion géographique en Gaspésie, c'est-à-dire au cours des prochaines années. Les connaissances accumulées à ce moment offriront un éclairage qui n'est pas disponible présentement.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-12**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-1, Document 2, pages 31 et 32.

**Demande :**

a) Veuillez indiquer si Hydro-Québec Distribution a examiné la possibilité que, malgré le dépassement du seuil de 500 MW, un ajout de ligne ne soit pas nécessaire de Rivière-du-Loup à Rimouski ni un délestage de production, étant donné la possibilité qu'un ou plusieurs des parcs éoliens issus du 1<sup>er</sup> appel d'offres éolien fassent défaut et ne se réalisent pas. Veuillez élaborer sur une telle possibilité.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 11.

**1.3 L'annexe technique no. 2 et le pointage à l'étape 2**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-13**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Demande :**

a) Que signifie la mention R8 aux lignes 239 et 252 ?

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 2.1 de la Régie (HQD-3, Document 1).

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-14**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Préambule :**

L'annexe technique no. 2 indique 16 projets comme étant retenus (dont les 4 en relève), soit ceux des lignes 28, 39, 60, 62, 97, 103, 104, 121, 166, 174, 216, 221, 225, 231, 239, 252. Or, il n'y en a en réalité que 15 (ou 17 si l'on compte chaque phase séparément des projets Lac-Alfred et Rivière-du-Moulin).

**Demande :**

a) Veuillez confirmer que les 16 projets susdits indiqués comme étant retenus à l'annexe technique no. 2 n'incluent pas la soumission de réserve non retenue de Kruger-Les Hauteurs.

**Réponse :**

**Voir la version révisée (15 août 2008) de l'annexe technique no 2 où des erreurs ont été corrigées et pour laquelle le nom des projets retenus a été ajouté. L'annexe technique no 2 n'identifie pas le projet de relève non utilisé.**

b) Veuillez confirmer que le projet de Lac-Alfred a été compté en double parmi les projets indiqués comme retenus à l'annexe technique 2 (une ligne pour chaque phase) alors que le projet de Rivière-du-Moulin n'y a été indiqué qu'une seule fois pour 2015. Si tel est le cas, veuillez expliquer le pourquoi de cette différence.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 a ).**

c) Si la non-concordance entre le nombre de projets indiqués comme retenus à l'annexe technique no. 2 (16) et le nombre réel de projets retenus (15 ou 17) s'explique autrement, veuillez l'indiquer.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 a ).**

**d)** Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer la non-concordance entre le nombre de projets indiqués comme retenus à l'annexe technique no. 2 (16) et le nombre réel de projets retenus (15 ou 17) ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 a ).**

**La Régie, le Représentant officiel et Merrimack ont obtenu les résultats complets lorsque l'étape 2 a été conclue. L'exercice de soustraire l'identification des offres non retenues n'a été réalisé que pour la préparation de la preuve de ce dossier. C'est à ce moment que des erreurs sont survenues au moment de masquer les informations confidentielles.**

**e)** Veuillez déposer une version rectifiée de l'annexe technique no. 2 afin que le nombre de projets qui y sont indiqués comme retenus coïncide avec le nombre réel de projets retenus.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 a ).**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-15**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Préambule :**

Le nombre de projets indiqués à l'annexe technique no. 2 comme étant retenus ne coïncide pas, **par année**, avec la réalité. Outre l'absence possible d'un projet en 2014 (si l'on considère comme distinctes les 2 phases de chacun des deux projets répartis sur 2 années), il semble qu'il y ait, dans cette annexe, un projet en trop en 2012 et qu'il manque aussi un projet en 2013.

**Demande :**

a) Veuillez expliquer ces anomalies.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 a).**

b) Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer cette anomalie ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 d).**

c) Veuillez déposer une version rectifiée de l'annexe 2 de manière à vous assurer que les projets indiqués comme retenus sont bien ceux qui l'ont effectivement été, pour les bonnes années.

**Réponse :**

**Voir les réponses à la question 14.**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-16**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Demande :**

**a)** Il ressort de l'annexe technique no. 2 qu'un même soumissionnaire n'obtient pas nécessairement la même cote de solidité financière pour chacun de ses projets. Veuillez expliquer cette constatation qui est d'autant plus surprenante que, selon la preuve, c'est la même personne au sein du Distributeur qui aurait attribué les cotes de solidité financière à toutes les soumissions. Le cas échéant, veuillez rectifier l'annexe technique no. 2.

**Réponse :**

**Il est normal qu'un soumissionnaire ne reçoive pas nécessairement la même évaluation pour le critère de solidité financière d'une soumission à l'autre. En effet, selon l'article 3.3 (vi) du document d'appel d'offres, la répartition des points pour ce critère est fonction de la taille de la soumission et de la cote de crédit du soumissionnaire.**

**b)** Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer cette anomalie ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**L'évaluation du critère mentionné dans la question ne comporte pas d'anomalie. La firme Merrimack a passé en revue l'évaluation des soumissions faite par le Distributeur et s'est dite en accord avec les résultats obtenus pour l'ensemble des critères.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-17**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Demande :**

**a)** Similairement, il ressort de l'annexe technique no. 2 qu'un même soumissionnaire n'obtient pas nécessairement la même cote d'expérience pertinente pour chacun de ses projets. Veuillez expliquer cette constatation qui est d'autant plus surprenante que, selon la preuve, c'est la même personne au sein du Distributeur qui aurait attribué les cotes d'expérience pertinente à toutes les soumissions. Le cas échéant, veuillez rectifier l'annexe technique no. 2.

**Réponse :**

**À l'instar de la réponse à la question précédente, il est normal qu'un soumissionnaire ne reçoive pas nécessairement la même évaluation pour le critère d'expérience pertinente d'une soumission à l'autre, dans la mesure où il subsiste des différences entre les soumissions quant aux partenaires dans le projet, au personnel-clé identifié, aux consultants ainsi qu'au manufacturier d'éoliennes désigné.**

**b)** Est-ce que Deloitte, Merrimack et/ou la Régie (dans le cadre de son pouvoir de surveillance) vous ont fait remarquer cette anomalie ? Si oui, quelles ont été leurs remarques et la réponse d'Hydro-Québec Distribution ? Veuillez aussi déposer tout échange de correspondance à ce sujet.

**Réponse :**

**L'évaluation du critère mentionné dans la question ne comporte pas d'anomalie. La firme Merrimack a passé en revue l'évaluation des soumissions faite par le Distributeur et s'est dite en accord avec les résultats obtenus pour l'ensemble des critères.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-18**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Demande :**

**a)** Lorsqu'un même soumissionnaire voit plusieurs de ses soumissions retenues dans le cadre du présent appel d'offres, est-ce que vous avez pour règle d'attribuer une meilleure cote d'expérience pertinente aux soumissions plus tardives, en considérant qu'entre-temps le soumissionnaire aura gagné en expérience par ses projets précédents ?

**Réponse :**

**Non.**

**b)** Pour l'ensemble des soumissions à l'étape 2 du processus de sélection, veuillez indiquer de quelle manière vous avez tenu compte dans le pointage de *l'expérience négative*, c'est-à-dire du fait que les projets passés d'un soumissionnaire aient pu connaître divers types de difficultés.

**Réponse :**

**L'évaluation de l'expérience pertinente à l'étape 2 n'a pas pris en compte un tel critère compte tenu de son caractère subjectif.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-19**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Préambule :**

Compte tenu des anomalies identifiées aux questions précédentes, il nous semble essentiel qu'une version de l'annexe technique no. 2 (telle que rectifiée suite aux réponses précédentes), **où les noms des soumissions retenues sont identifiés**, soit rendue disponible au moins à la Régie, afin que celle-ci puisse s'assurer que cette énumération est bien conforme. De plus, cette énumération nominale pourrait être rendue publique, puisque les contrats rédigés pour les soumissions retenues sont déjà entièrement publics et que de nombreuses autres informations sur ces soumissions deviendront prochainement publiques lors des autres processus réglementaires (BAPE, consultations municipales, etc.).

**Demande :**

a) Veuillez déposer auprès de la Régie une version de l'annexe technique no. 2 (telle que rectifiée suite aux réponses précédentes) où les noms des soumissions retenues sont identifiés.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14 a).**

b) Veuillez rendre public le document décrit en (a) ou, à défaut, loger une demande de confidentialité.

**Réponse :**

**Voir la réponse précédente.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-20**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Demande :**

**a)** Nous constatons que le pointage de l'ensemble des soumissions quant au contenu québécois et quant au contenu régional (excédentaires aux exigences) est extrêmement faible et même souvent nul, malgré le grand nombre de points qui pouvaient être ainsi obtenus. Quelles réflexions ces faibles résultats suscitent-ils chez le Distributeur ?

**Réponse :**

**Le rôle du Distributeur est de s'assurer que l'évaluation des soumissions pour chacun des critères est conforme aux dispositions énoncées au document d'appel d'offres, et que la pondération du pointage est conforme à la grille des critères d'évaluation approuvée par la Régie. Le Distributeur n'a donc pas de réflexions à formuler sur les résultats obtenus par les soumissionnaires pour un critère donné.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-21**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Annexe technique no. 2.

**Demande :**

**a)** Nous constatons que le pointage de l'ensemble des soumissions quant au développement durable (c'est-à-dire, ici, quant à la participation financière locale ou autochtone et quant aux indemnités aux autorités locales ou aux propriétaires privés, excédentaires aux exigences) est extrêmement faible et même souvent nul, malgré le relatif grand nombre de points qui pouvaient être ainsi obtenus. Quelles réflexions ces faibles résultats suscitent-ils chez le Distributeur ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question précédente.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-22**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 29, lignes 4-6 :

*la limite de puissance pouvant être attribuée à un même soumissionnaire, laquelle est fonction de sa solidité financière et de son expérience*

**Demande :**

a) Quelles sont les règles établissant une limite de puissance pouvant être attribuée à un même soumissionnaire en fonction de sa solidité financière et de son expérience et où se trouvent-elles inscrites dans la documentation de l'appel d'offres?

**Réponse :**

**Voir l'article 3.6 du document d'appel d'offres.**

**1.4 Les synergies résultant du cumul de certaines soumissions**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-23**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 26, lignes 13-14.

**Demande :**

a) Outre les 9 projets qui se raccordaient au réseau Bersimis ou au poste Saguenay et identifiés à cette page comme offrant une synergie, vous identifiez douze autres regroupements de deux ou trois projets qui auraient offert de possibles synergies. Quels sont ces douze autres regroupements ?

**Réponse :**

**Il s'agit des douze regroupements formés de deux ou trois projets figurant au Tableau 5 de la pièce HQD-2, Document 1 et qui ont été analysés car offrant de possibles synergies au niveau des coûts de raccordement au réseau de transport. Aucune**

synergie n'a pu être obtenue à partir de regroupements autres que ceux formés avec les projets figurant au Tableau 5.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-24**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 26, lignes 13-14.

**Demande :**

a) En quoi exactement les 9 projets identifiés à la page 26 qui se raccordaient au réseau Bersimis ou au poste Saguenay offrent-ils une synergie ? Quels sont notamment les équipements de transport qui seraient affectés (quels types d'équipements? De quelle capacité? Sur quelles lignes et/ou à quels postes?) et de quelle manière seraient-ils affectés ?

**Réponse :**

Le coût global de raccordement de projets proches géographiquement peut dans certains cas être moindre que la somme des coûts individuels de raccordement. Ceci devient possible lorsque le regroupement de différents projets permet de partager le coût d'infrastructures communes ou encore s'il évite de dupliquer des coûts pour des équipements ou des travaux requis une seule fois pour le regroupement. Tous les cas où une telle synergie peut exister ont été évalués par Hydro-Québec TransÉnergie. Les seules synergies identifiées sont celles formées à partir des neuf projets du Tableau 5 de la pièce HQD-2, Document 1, qui sont tous des projets se raccordant au réseau Bersimis ou au poste Saguenay.

b) Même question pour chacun des douze autres regroupements de deux ou trois projets que vous citez.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question a) *in fine*.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-25**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 26, les 9 projets qui se raccordaient au réseau Bersimis ou au poste Saguenay et offrant une synergie.

**Demande :**

**a)** Sous quelle appellation les projets Rivière-du-Moulin #1, Rivière-du-Moulin #2, Clermont, Rivière-aux-Canots, La Loche et Pessamit sont-ils désignés dans la liste des soumissions reçues publiée par Hydro-Québec Distribution le 19 septembre 2007 et publiée comme annexe technique no. 2 ?

**Réponse :**

**Les projets retenus Clermont et Rivière du Moulin #1 sont identifiés à l'annexe technique no. 2 révisée. Les soumissions non retenues ne sont pas identifiées.**

**b)** Veuillez dans chaque cas spécifier le nombre de MW qui étaient inscrits dans cette liste du 19 septembre 2007 (afin notamment que nous puissions différencier entre les deux projets de Saint-Laurent Énergies identiquement désignés comme étant situés aux TNO de Lac Pikauba et Lac Minustuk).

**Réponse :**

**Le projet retenu de Rivière du Moulin #1, de Saint-Laurent Énergies, situé aux TNO de Lac Pikauba et Lac Minustuk a une puissance de 350 MW, tel qu'indiqué au contrat.**

**c)** Pour chacun des projets Rivière-aux-Canots, La Loche et Pessamit, veuillez spécifier les noms des promoteurs qui étaient inscrits dans cette liste du 19 septembre 2007.

**Réponse :**

**Pour le projet Rivière-aux-Canots, le promoteur est Kruger Énergie inc.  
Pour le projet La Loche, le promoteur est TransCanada Energy Ltd.**



Pour le projet Pessamit, le promoteur est Northland Power Inc., Énergie Éolienne Pessamit S.E.C. et Northland Power Income Fund.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-26**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 31, Tableau 6.

**Demande :**

**a)** Suite à l'étape 2, est-ce que (à des fins de synergie ou autres ou dans le cadre de l'étape 3) Hydro-Québec Distribution a été appelée à déplacer vers l'année 2013 un ou deux des projets de Boralex-Gaz Métro (Projets 2 et 3 à la Seigneurie de Beaupré) dont les variantes initialement retenues avaient été celles de 2012 ? Si tel est le cas, veuillez expliquer.

**Réponse :**

**Voir l'annexe technique no 2 révisée en date du 15 août 2008.**

**b)** Suite à l'étape 2, est-ce que (à des fins de synergie ou autres ou dans le cadre de l'étape 3) Hydro-Québec Distribution a été appelée à effectuer d'autres déplacements des projets sélectionnés d'une année à l'autre ?

**Réponse :**

**Non.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-27**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 26.

**Demande :**

**a)** Outre les 9 projets qui se raccordaient au réseau Bersimis ou au poste Saguenay et identifiés à cette page comme offrant une synergie, vous identifiez seulement douze autres regroupements de deux ou trois projets qui auraient offert de possibles synergies. Nous sommes surpris par la faible quantité de tels projets ainsi regroupés. N'y avait-il pas lieu à un regroupement des 7 projets offrant des synergies dans la région de l'Ouest et du Sud de la Montérégie, à savoir :

- Le projet de 6669697 Canada inc. de 90 MW à Ste-Clotilde-de-Châteauguay et als.
- Le projet d'Innergex II inc. de 108 MW à Saint-Philippe et als.
- Le projet de Kruger Énergie inc. de 100 MW à Saint-Rémi et als. (Projet Montérégie).
- Le projet du groupe S.M. Énergie de 46,5 MW à Stanbridge Station et al.
- Le projet du groupe S.M. Énergie de 90 MW à Henryville et al.
- Le projet de St-Laurent Énergies de 24 MW à Ste-Barbe et al.
- Le projet de Venterre de 50 MW à Saint-Valentin.

**Réponse :**

**Tous les cas où une synergie peut exister ont été évalués par Hydro-Québec TransÉnergie. Les seules synergies identifiées correspondent à des regroupements formés de deux ou trois projets figurant au Tableau 5 (HQD-2, Document 1), qui sont tous des projets se raccordant au réseau Bersimis ou au poste Saguenay.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-28**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 26.

**Demande :**

**a)** Dans le même sens que la question précédente, n'y avait-il pas lieu à un ou des regroupements des projets offrant des synergies sur le réseau Matapédia (nord et sud), notamment des synergies quant aux coûts de transport dont ceux liés à une nouvelle ligne Rivière-du-Loup-Rimouski, à savoir les projets suivants :

- Projet de 3ci de 23 MW à Murdochville.
- Projet de 3ci de 64,4 MW à La Rédemption.
- Projet de 6669727 Canada Corp. De 24 MW à Saint-Damase et al.
- Projet de 6669751 Canada Corp. de 75 MW à la Réserve Listiguj et als.
- Projet de B&B VDK Holdings de 100 MW à Causapscal et als. (Projet Vents du Kempt).
- Projet de la coopérative de solidarité d'énergie renouvelable de la Mitis de 24 MW à Métis.
- Projet des Coopératives regroupées en énergie renouvelable du Québec (CRERQ) de 7,2 MW à Cap-Chat.
- Projet d'Invenergy Wind Canada ULC de 346,5 MW à Matapédia et al. (Projet Le Plateau).
- Projet d'Investissements Éoliens St-Ulric de 67,5 MW à St-Damase et als.
- Projet d'Investissements Éoliens St-Ulric de 24 MW à Saint-Ulric.
- Projet de Kruger Énergie inc. de 68 MW à Sainte-Luce et als. (Projet Bas-Saint-Laurent).
- Projet de Kruger Énergie inc. de 132 MW à Les Hauteurs et als.
- Projet de Northland Power Inc. et al. de 70 MW à La Martre et al.
- Projet de Northland Power Inc. et al. de 50 MW à Saint-Maxime du Mont-Louis.
- Projet de Northland Power Inc. et al. de 50 MW à Sayabec et als.
- Projet de Parc éolien de Rimouski-Neigette inc. de 100 MW à Saint-Eugène-de-Ladrière et al.
- Projet de la Société intégrée de développement éolien de la Matapédia de 9 MW à Sainte-Irène.
- Projet de Saint-Laurent Énergies de 30 MW au Lac-Alfred et als.
- Projet de Saint-Laurent Énergies de 70 MW à Val Brillant et als.

- Projet de TransCanada Énergie inc. de 97,5 MW à la Ville de Gaspé.
- Projet de TransCanada Énergie inc. de 76,5 MW à Trinité-des-Monts.
- Projet de TransCanada Énergie inc. de 49,5 MW à Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine.
- Projet de TransCanada Énergie inc. de 139,5 MW à Saint-Cléophas et al.
- Projet de Venterre de 92 MW à Bonaventure (New Richmond).

**Réponse :**

**Tous les cas où une synergie peut exister ont été évalués par Hydro-Québec TransÉnergie. Aucune ne s'applique aux projets mentionnés.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-29**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, page 26.

**Demande :**

**a)** Dans le même sens que la question précédente, n'y avait-il pas lieu à un ou plusieurs regroupements de projets offrant des synergies dans les régions de Bellechasse, Témiscouata, Chaudière-Appalaches, Kamouraska, Nord de l'Estrie à savoir les projets suivants :

- Projet de 3ci de 64 MW à Saint-Joseph-de-Colleraie et al.
- Projet de 3ci de 156 MW à Saint-Jean-de-Brébeuf et als.
- Projet de 3ci de 72 MW à Asbestos et als.
- Projet de 6669701 Canada Corp. de 199,5 MW à Saint-François-Xavier-de-Viger et als.
- Projet de 6669743 Canada Corp. de 79,5 MW à Saint-Odilon-de-Cranbourne et als.
- Projet de 100 MW d'Enerfin à Sainte-Sophie-d'Halifax (Projet De l'Érable).
- Projet d'Innergex II de 124,5 MW à la TNO de Picard.
- Projet d'Innergex II de 90 MW à Saint-Luc-de-Bellechasse.
- Projet d'Investissements Éoliens St-Ulric de 99 MW à Sainte-Félicité.
- Projet de Northland Power inc. de 200 MW à la MRC de Kamouraska.
- Projet de Northland Power inc. de 74 MW à la MRC de Nouvelle-Beauce.
- Projet de Services Airtricity de 123 MW à Saint-Antonin et al.
- Projet de Services Airtricity de 137,4 MW à la Grande Coulée (Saint-Philémon et al.).
- Projet de Services Airtricity de 147,6 MW à Ham-Nord et al.
- Projet de Saint-Laurent Énergies de 150 MW à Saint-Luc-de-Bellechasse et als.
- Projet de Trans Canada Énergie inc. de 87,5 MW à Saint-Robert-Bellarmin.
- Projet de Trans Canada Énergie inc. de 109,5 MW à la MRC Etchemins.
- Projet de Trans Canada Énergie inc. de 99 MW à Saint-Éloi et als.
- Projet de Trans Canada Énergie inc. de 58,5 MW à Saint-Honoré-de-Témiscouata.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 28.

### 1.5 Les documents de référence

#### **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-30**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-2, Document 1.

**Demande :**

a) Veuillez déposer la version consolidée finale du document d'appel d'offres avec ses annexes, telle qu'à jour suite à tous les addenda.

**Réponse :**

**La demande dépasse le cadre réglementaire applicable à la présente demande d'approbation.**

b) Veuillez déposer tout rapport de constatations de la Régie relatif à l'appel d'offres A/O 2005-03 et tout échange de correspondance s'y rapportant.

**Réponse :**

**Le rapport de constatations relatif à l'appel d'offres A/O 2005-03 peut être consulté sur le site Internet de la Régie à l'adresse suivante : <http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/3676-08/index3676.htm>.**

## 2. LES 15 CONTRATS

### **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-31**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-1, Document 1.1, Contrat Invenergy Le Plateau, Annexe I, page 4, Section 3.2 Réseau collecteur.

**Demande :**

a) Sur la même page, il est indiqué à la fois que le réseau collecteur totalise 78 858 m et qu'il totalise 78 585 m. Quel est le chiffre exact et comment se répartit-il en aérien et souterrain ?

**Réponse :**

**La longueur linéaire totale estimée du réseau collecteur du parc éolien est bien de 78 585 m et est répartie comme suit :**

<b>Souterrain :</b>	<b>26 900 m</b>
<b>Aérien :</b>	<b>51 685 m</b>
<b>Total :</b>	<b>78 585 m</b>

b) Veuillez déposer le cas échéant un amendement à cet élément du contrat.

**Réponse :**

**Une telle erreur typographique n'est pas de nature à nécessiter un amendement au contrat. De plus, comme mentionné à l'article 5 de l'annexe I de ce même contrat, les données présentées dans cette annexe I sont préliminaires.**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-32**

**Référence :** Dossier R-3676-2008, Pièce B-1, HQD-1, Document 1.13 , Annexe II, page 2, Section 2.

**Demande :**

a) La première *entité désignée* est identifiée comme étant "*EDF EN Canada inc. (pour le bénéfice de EEN CA Lac Alfred du Sud s.e.c)*". Les mots "*du Sud*" ne devraient-ils pas être supprimés ?

**Réponse :**

**Le nom de l'entité désignée doit se lire comme suit :**  
**EDF EN Canada inc. (pour le bénéfice de EEN CA Lac Alfred s.e.c).**

b) Veuillez déposer le cas échéant un amendement à cet élément du contrat.

**Réponse :**

**Bien qu'une telle erreur typographique à l'annexe n'est pas de nature à nécessiter une modification au contrat, le Distributeur dépose, au soutien de ses réponses, un amendement rectifiant entre autres cet élément (voir HQD-1, Document 1.13, Annexe A).**