

Annexe 1

Engagements contractuels des dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011

Question 8.1

**ENTENTE ADMINISTRATIVE
CONCERNANT LE RACCORDEMENT DES PARCS ÉOLIENS RETENUS
PAR LE DISTRIBUTEUR DANS LE CADRE DE L'APPEL D'OFFRES A/O
2005-03**

ENTRE

Hydro-Québec TransÉnergie

ET

Hydro-Québec Distribution

ENTENTE intervenue à Montréal, province de Québec, le 28 mai 2010.

ENTRE **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, une division d'Hydro-Québec personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par Mme Isabelle Courville, présidente, dûment autorisée aux fins des présentes tel qu'elle le déclare ;

(ci-après appelée le «**Transporteur**»);

ET **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, une division d'Hydro-Québec personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par M. André Boulanger, président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après appelée le «**Distributeur**»).

ATTENDU QUE le **Distributeur** a lancé l'appel d'offres A/O 2005-03 à la suite duquel il a conclu quinze (15) contrats d'approvisionnement en électricité relatifs à quinze (15) parcs éoliens totalisant 2004,5 MW pour des mises en service de 2011 à 2015 ;

ATTENDU QUE le **Distributeur** a informé le **Transporteur** le 6 juin 2008, selon l'avis joint en annexe 1 des présentes, conformément à l'article 38 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les "*Tarifs et conditions*"), du nom des soumissionnaires retenus dans le cadre de cet appel d'offres, en lui demandant d'entreprendre les démarches nécessaires avec eux pour permettre le raccordement de leurs projets de parcs éoliens dans les délais prévus ;

ATTENDU QUE les contrats d'approvisionnement en électricité entre le **Distributeur** et les quinze (15) producteurs retenus ont été approuvés par la Régie de l'énergie en vertu de sa décision D-2008-132 ;

ATTENDU QUE les modalités concernant le raccordement de centrales retenues par le **Distributeur** dans le cadre d'un appel d'offres sont prévues aux *Tarifs et conditions*, notamment aux articles 12A, 38, 40 et à l'appendice J et que ces modalités prévoient que le **Distributeur** est responsable de l'excédent des coûts réels encourus par le **Transporteur** au-delà du montant maximal actuellement prévu aux *Tarifs et conditions* ;

ATTENDU QUE la production totale à raccorder associée à cet appel d'offres, a été ramenée à 1 936,5 MW le 13 juillet 2009 suite à l'abandon par le producteur du projet Bas-Saint-Laurent (Sainte-Luce) d'une capacité prévue de 68 MW ce qui a entraîné la suspension des activités à l'égard de ce raccordement ;

ATTENDU QUE la relocalisation du parc éolien Aguanish dont la mise sous tension initiale (MSTI) était prévue en 2011 vers Saint-Robert Bellarmin avec une MSTI prévue au 1^{er} mai 2012, a été approuvée par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2010-004 ;

ATTENDU QUE les projets de raccordement visés par la présente entente ont été approuvés par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec le 11 décembre 2009 et qu'ils seront soumis pour autorisation à la Régie de l'énergie en 2010 ;

EN CONSÉQUENCE, les parties aux présentes conviennent mutuellement de ce qui suit :

1. DÉFINITIONS

Dans la présente entente, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont la signification qui leur est attribuée.

1.1 Producteur

La personne physique ou morale, la société, la coentreprise, l'association non incorporée, le syndicat, la fiducie ou toute autre entité légalement constituée ayant signé avec le **Distributeur** un contrat d'approvisionnement en électricité dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03, et devant conclure avec le **Transporteur** une convention d'avant-projet et une entente de raccordement pour l'intégration d'un parc éolien au réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec.

1.2 Poste de départ

L'appareillage à la centrale de production d'électricité réalisant deux (2) niveaux de transformation, constitué du poste de transformation servant au raccordement au réseau du Transporteur et du réseau collecteur reliant les deux (2) niveaux de transformation, incluant les disjoncteurs, les sectionneurs, les transformateurs de puissance éleveurs de tension, leurs systèmes de protection respectifs et le poste de comptage (les installations de mesurage).

1.3 Travaux particuliers

Travaux d'intégration requis spécifiquement pour le raccordement d'un parc éolien particulier. Ces travaux sont décrits à l'entente de raccordement de chacun des parcs éoliens indiqués à l'annexe 2.

1.4 Travaux communs

Travaux de renforcement ou d'extension du réseau de transport d'Hydro-Québec requis en raison de la présence d'une partie ou de l'ensemble des parcs éoliens indiqués en annexe 2. Les travaux communs sont énumérés, non-limitativement à l'annexe 2 des présentes. Les Parties conviennent que le **Transporteur** peut, après avoir transmis un avis au **Distributeur**, modifier les travaux communs si ces modifications n'entraînent pas de délais indus ni de hausse de coûts qui seraient autrement assumés par le **Distributeur** ou le *Producteur*.

2. OBJET

La présente entente précise les rôles et responsabilités du **Transporteur** et du **Distributeur**, décrit les mécanismes prévus afin de clarifier les rôles et responsabilités, et répartit les risques associés à l'intégration des parcs éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 du **Distributeur** au réseau de transport du **Transporteur**.

3. DURÉE DE L'ENTENTE

La présente entente entre en vigueur à compter du 28 mai 2010.

Cette entente se termine six (6) mois après la fin de l'ensemble des travaux prévus d'intégration au réseau de transport du dernier des parcs éoliens visés aux présentes ou par le paiement par le **Distributeur** au **Transporteur** du montant prévu et déterminé aux articles 6 et 7, selon la plus tardive de ces dates.

4. IDENTIFICATION DES RISQUES

Au cours du processus de raccordement des parcs éoliens, les événements avec risques financiers comprennent notamment :

- L'abandon ou le report du projet par le *Producteur* ;
- La réduction de la taille ou la relocalisation du parc éolien à raccorder (MW) ;
- Le dépassement des coûts des travaux.

5. RÔLES ET RESPONSABILITÉS POUR LA GESTION DES RISQUES

La stratégie de gestion du risque partagée par le **Transporteur** et le **Distributeur**, liée au raccordement de ces parcs éoliens repose sur un traitement adapté pour chacune des trois (3) enveloppes budgétaires impliquées, soient celles associées aux *postes de départ*, aux *travaux particuliers* et aux *travaux communs* :

5.1 Travaux particuliers : Le **Transporteur** est responsable de la gestion des risques financiers liés aux *travaux particuliers*. Ainsi, pour chacun des parcs éoliens, il doit exiger de chaque *Producteur* le dépôt des garanties financières et ce, autant pour l'avant-projet que pour la réalisation des *travaux particuliers*. Cette gestion permet que les risques financiers reliés aux travaux particuliers soient assumés par les *Producteurs*.

5.2 Postes de départ : Le *poste de départ* est construit par chaque *Producteur* à ses frais. Au terme de la mise en service de chaque parc éolien, les coûts réels de réalisation sont approuvés et remboursés par le **Transporteur**, conformément au processus décrit à l'article 6.1.3 des présentes.

5.3 Travaux communs : Tels que décrits à l'annexe 2 des présentes, les *travaux communs* dans le cadre de ces projets de raccordement sont constitués des travaux de renforcement du réseau Matapédia et de travaux de renforcement du réseau principal de transport. Tous les risques de coûts associés à ces travaux sont garantis par le **Distributeur**. La gestion des risques financiers associés à ces travaux est basée sur une gestion serrée de l'ensemble des travaux planifiés. Cette gestion prend en compte les éléments d'information suivants :

- Le suivi des dépôts de garanties versés au **Transporteur** par chaque *Producteur* pour les travaux particuliers en vertu de la convention d'avant-projet et de l'entente de raccordement ;
- La gestion des étapes critiques des contrats d'approvisionnement en électricité ;
- L'état d'avancement, les jalons et les marges de manœuvre fournis par le gestionnaire du projet des *travaux communs*.

L'examen régulier de ces informations pertinentes permettra au **Distributeur** d'autoriser ou non les travaux communs tels que prévus à l'annexe 2 des présentes.

6. OPÉRATIONNALISATION DE LA GESTION DU RISQUE

En conformité avec les *Tarifs et conditions*, dès réception de la demande écrite du **Distributeur** présentée à l'annexe 1, le **Transporteur** amorce les études d'avant-projet nécessaires à l'intégration des parcs éoliens et ce, tant pour les travaux particuliers que pour les travaux communs.

6.1 Travaux particuliers

Trois (3) étapes composent la réalisation des *travaux particuliers* entre le **Transporteur** et le *Producteur*, soit :

6.1.1 **Convention d'avant-projet** : En vertu de cette convention, le *Producteur* doit remettre au **Transporteur** des garanties financières, lesquelles couvriront les dépenses engagées à cette étape par le **Transporteur**. Pour chaque projet, la signature de cette convention entre le **Transporteur** et le *Producteur* avec remise des premières garanties financières par le *Producteur* déclenche la réalisation de l'étude d'avant-projet.

6.1.2 **Entente de raccordement** : Conformément à l'article 12A des *Tarifs et conditions*, une entente de raccordement sera signée entre le **Transporteur** et chaque *Producteur* pour chacun des parcs éoliens concernés par les présentes.

Pour chaque projet, la signature de l'entente de raccordement entre le **Transporteur** et le *Producteur* avec remise des premières garanties financières par le *Producteur* déclenche la réalisation des travaux de raccordement du **Transporteur** concernant ce projet selon l'échéancier prévu.

6.1.3 **Remboursement du coût du poste de départ au Producteur par le Transporteur** : En conformité avec les *Tarifs et conditions* du **Transporteur**, les coûts pour la construction du *poste de départ* seront remboursés au *Producteur* selon les pièces justificatives soumises par ce dernier et ce, jusqu'au montant maximal en vertu de l'allocation maximale en vigueur à la date de la signature de l'entente de raccordement avec le **Transporteur**.

Le montant final qui est remis au *Producteur* par le **Transporteur** pour le *poste de départ* tient compte des engagements du *Producteur* prévus au contrat d'approvisionnement en électricité décrit au préambule de la présente entente (ci-après «*montant final*»). Ainsi, le *montant final* remis au *Producteur* est établi comme suit :

Montant maximal global du remboursement – montant découlant des engagements du *Producteur* à l'égard du **Distributeur** = *montant final* remis au *Producteur*.

Le **Transporteur**, dans la mesure où cela est prévu à l'entente de raccordement avec le *Producteur*, remet au **Distributeur** le montant de l'excédent soit, le montant découlant des engagements du *Producteur* à l'égard du **Distributeur**.

Pour les besoins des prévisions budgétaires présentées aux annexes 2 et 3 de cette entente, les contributions maximales codifiées aux *Tarifs et conditions* en vigueur à la date des présentes ont été utilisées pour les parcs pour lesquels une entente de raccordement avec le **Transporteur** n'avait pas été signée entre les parties avant le 13 avril 2010.

6.2 *Travaux communs*

Sans limiter la portée de l'article 5.3 quant à la responsabilité de la gestion des risques financiers du **Distributeur**, les coûts liés aux *travaux communs* ne sont pas couverts par les garanties déposées par chaque *Producteur*. Les risques associés aux *travaux communs* sont gérés par le **Transporteur** et le **Distributeur** selon les informations partagées aux dates convenues entre eux.

Le **Distributeur** reconnaît expressément l'utilité de la totalité des sommes engagées jusqu'à maintenant par le **Transporteur**, soit 472 k\$. Ce montant fut affecté au démarrage des études d'avant-projet associées à deux de ces *travaux communs*, soit celui pour l'ajout d'un transformateur 230/161 kV au poste Goémon et celui de l'ajout d'une inductance 65 Mvar – 230 kV au poste Matapédia.

À partir de la signature de la présente entente, dans tous les cas, l'autorisation écrite du **Distributeur** est requise avant que le **Transporteur** ne débute les études d'avant-projet associées aux autres *travaux communs* identifiés à l'annexe 2.

Par cette autorisation écrite, le **Distributeur** garantit qu'il assumera tous les coûts encourus et engagés par le **Transporteur** pour la réalisation des études d'avant-projet ou des *travaux communs* visés par cette autorisation.

Dans le cas où le **Distributeur** n'autorise pas la réalisation de l'un ou des avant-projets ou de l'un ou des projets prévus, il devra mentionner dans les meilleurs délais et par écrit au **Transporteur**, avant la date critique convenue entre les parties, les raisons de ce refus.

Dès lors, le **Transporteur** évaluera si ce changement du **Distributeur** nécessite de modifier, de reporter ou d'abandonner certains travaux d'intégration. Selon le cas, le **Transporteur** proposera les modifications requises aux travaux d'intégration afin de répondre à moindre coût, aux besoins du **Distributeur** pour les projets de parcs éoliens qui se réalisent. Le **Distributeur** devra alors approuver par écrit les modifications proposées par le **Transporteur** et l'autoriser à les réaliser. S'il y a lieu, le **Distributeur** devra assumer les coûts supplémentaires reliés aux changements y incluant les coûts des études ou des travaux requis par le **Transporteur**.

6.3 *Défaut du Producteur*

6.3.1 Advenant un défaut quelconque du *Producteur*, le **Transporteur** pourra suspendre les travaux dudit projet ce qui pourrait entraîner un retard dans les étapes du projet, dont la mise sous tension initiale du parc éolien. Les conséquences financières de ce retard sur les travaux communs seront assumées par le **Distributeur**.

6.3.2 Advenant un défaut quelconque d'un *Producteur*, le **Transporteur** émettra un avis de défaut par écrit au *Producteur* et au **Distributeur**.

6.4 *Défaut du Distributeur*

Le **Distributeur** devra émettre les autorisation écrites prévues à l'article 6.2 avant les dates critiques convenues avec le **Transporteur**. Tout retard du **Distributeur** dans l'émission des avis aura pour conséquence de rendre caduques les dates du projet concerné, et nécessitera la révision et validation de nouvelles dates pour ledit projet. Les conséquences financières de ce retard seront assumées par le **Distributeur**.

6.5 *Annulation, abandon, report ou modification*

La décision du **Distributeur** d'annuler, de reporter ou de modifier les travaux planifiés quant au service de transport identifié pour l'intégration d'un parc éolien, ne saurait en aucune circonstance libérer de quelque façon que ce soit le **Distributeur** de son obligation d'assumer les frais relatifs aux *travaux communs* effectués par le **Transporteur** conformément à l'appendice J des *Tarifs et conditions*.

6.6 *Avis concernant la fin des travaux*

Lorsque l'ensemble des travaux seront complétés, le **Transporteur** transmettra au **Distributeur** un avis de fin des travaux.

7. CONTRIBUTION REQUISE DU DISTRIBUTEUR POUR DES AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

En vertu notamment des dispositions de l'appendice J des *Tarifs et conditions*, le **Distributeur** devra rembourser au **Transporteur** à la fin des travaux requis, l'excédent des coûts réels encourus par ce dernier pour l'ensemble des projets au-delà du montant maximal actuellement en vigueur à l'appendice J des *Tarifs et conditions*, soit 596 \$ pour chaque nouveau kilowatt qui aura été raccordé.

L'annexe 2 de la présente entente indique le sommaire des coûts actuellement planifiés par le **Transporteur**, soit 1 447,5 M\$, nécessaires pour l'intégration au réseau de transport des quatorze (14) parcs éoliens prévus. L'annexe 3 présente le montant actuellement estimé de la contribution requise du **Distributeur** qui est de 254,5 M\$, soit 221,3 M\$ plus 33,2 M\$ (reflétant le 15 % des frais d'entretien et d'exploitation à appliquer sur l'excédent de coûts), et ce, basé sur le fait que le **Transporteur** aura à raccorder 1 936,5 nouveaux MW.

Si un des quinze projets sous contrat est relocalisé, le calcul de la contribution sera refait en tenant compte de ce projet et ce, en vertu de l'article 9 ci-dessous.

8. FACTURATION ET PAIEMENT

L'excédent réel à rembourser par le **Distributeur** sera établi à la fin des travaux, en fonction des coûts réels encourus par le **Transporteur** et du nombre réel de nouveaux MW de production raccordés au réseau de transport dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03.

Le **Transporteur** facturera alors le **Distributeur** pour le montant de l'excédent des coûts remboursables par ce dernier, conformément à l'article 7.

9. MISE À JOUR ANNUELLE DE LA PLANIFICATION ET DE LA PRÉVISION BUDGÉTAIRE

Dans le cadre de leurs dossiers tarifaires annuels respectifs ou à tout autre moment convenu par les parties, le **Transporteur** et le **Distributeur** mettront à jour les annexes 2 et 3 des présentes.

10. AVIS

Tout avis ou autre communication qui doit être donnée ou faite en vertu de la présente entente ou qu'une partie désire donner à l'autre partie, doit, sauf si autrement spécifiée, être donnée par écrit et sera correctement remis s'il est livré en main propre, par courrier électronique ou par télécopieur, aux adresses et représentants suivants:

i) **Quant au Distributeur :**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
75, boul. René-Lévesque Ouest
22^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

À l'attention de :	Directeur, Approvisionnement en électricité
Télécopieur :	(514) 289-7355
Adresse électronique :	HQD_DAE_Appro_energie@hydro.qc.ca

ii) **Quant au Transporteur :**

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE
Complexe Desjardins
2 Complexe Desjardins
Tour Est, 19^{ème} étage
Montréal (Québec) H5B 1H7

À l'attention de :	Directeur, Commercialisation et affaires réglementaires
Télécopieur :	(514) 879-4685

Chaque partie doit aviser l'autre de tout changement d'adresse ou de télécopieur aux fins des présentes en lui faisant parvenir un avis à cet effet de la manière prévue aux présentes.

11. DISPOSITIONS DIVERSES

- 11.1** Les dispositions des présentes sont régies par les lois en vigueur dans la province de Québec.
- 11.2** Toute modification ou renonciation à une disposition quelconque des présentes doit être constatée par écrit et signée par chacune des parties.
- 11.3** Tout défaut par une partie d'exiger de l'autre partie qu'elle se conforme à l'une ou l'autre des dispositions de la présente entente n'affecte d'aucune façon son droit d'exiger subséquemment que celle-ci s'y conforme.
- 11.4** La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.
- 11.5** Les titres des articles et paragraphes ne sont insérés que pour faciliter la lecture et ne doivent pas servir à leur interprétation.
- 11.6** Le préambule fait partie intégrante de la présente entente.

EN FOI DE QUOI, les parties ont signé la présente entente administrative à la date et au lieu mentionnés en tête des présentes.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

Par:



Isabelle Courville
Présidente

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par:



André Boulanger
Président

Annexe 1

Demande de raccordement du Distributeur

6 juin 2008

Hervé Lamarre
Chef Approvisionnement énergétique
Hydro-Québec Distribution
75, boulevard René-Lévesque ouest
22^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Mme Chantal Guimont
Directrice Commercialisation et Affaires réglementaires
Hydro-Québec TransÉnergie
2, Complexe Desjardins, Tour Est
9^e étage
Montréal (Québec) H5B 1H7

**Objet : Appel d'offres A/O 2005-03 pour 2 000 MW d'énergie éolienne
Projet retenus et ententes de raccordement**

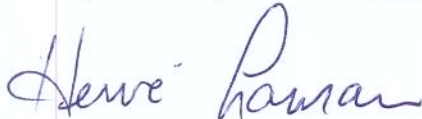
Madame,

Le 5 mai dernier, le Distributeur annonçait officiellement les quinze (15) projets de parcs éoliens retenus au terme de l'appel d'offres A/O 2005-03. La liste publique des projets retenus est jointe à la présente, incluant l'identité des soumissionnaires.

Le Distributeur est présentement à finaliser les contrats d'approvisionnement en électricité avec les soumissionnaires retenus et la signature est prévue d'ici à la fin du mois. En réponse aux questions qu'ils soulèvent relativement au raccordement de leurs projets au réseau de transport, nous invitons les soumissionnaires à contacter le personnel de votre équipe Commercialisation.

Nous vous demandons donc d'entreprendre dès maintenant les démarches nécessaires avec eux pour permettre le raccordement de leurs projets de parcs éoliens.

Je vous remercie de votre collaboration habituelle et n'hésitez pas à communiquer avec moi pour toute précision additionnelle à ce sujet.



Hervé Lamarre
Chef Approvisionnement énergétique

p.j. Liste des projets de l'appel d'offre A/O 2005-03

Appel d'offres pour 2 000 MW d'énergie éolienne – Répartition régionale des projets retenus (15)

Soumissionnaire	Nom du parc	MRC	Municipalité(s)	Année de mise en service prévue	Manufacturier	MW
Montérégie (2 projets)						
Kruger Énergie Inc.	St-Rémi	Les Jardins-de-Napierville, Roussillon	Saint-Rémi, Saint-Mathieu, Saint-Isidore, Saint-Michel, Saint-Constant, Mercier	2012	Enercon	100,0
Venterre	St-Valentin	Le Haut-Richelieu	St-Valentin-sur-Richelieu	2012	Enercon	50,0
						TOTAL 150,0
Centre-du-Québec (1 projet)						
Enerfin Sociedad de Energía S.A.	De l'Érable	L'Érable	Ste-Sophie-d'Halifax	2011	Enercon	100,0
						TOTAL 100,0
Chaudières-Appalaches (2 projets)						
3CI Inc.	Des Moulins	L'Amiante	Kinross's Mills, St-Jean-de-Brebeuf, Theford Mines	2011	Enercon	156,0
St-Laurent Énergies (Hydroméga Services Inc., EDF Énergies Nouvelles, et RES Canada Inc.)	Massif du Sud	Les-Étchemins, Bellechasse	St-Luc-de-Bellechasse, St-Philémon, Notre-Dame-Auxiliatrice-de-Buckland, St-Magloire	2012	REpower	150,0
						TOTAL 306,0
Capitale nationale (3 projets)						
Consortium Boralex Inc. et Société en commandite Gaz Métro	Seigneurie de Beaupré #2	Côte-de-Beaupré	TNO du Lac Jacques-Cartier	2013	Enercon	132,6
Consortium Boralex Inc. et Société en commandite Gaz Métro	Seigneurie de Beaupré #3	Côte-de-Beaupré	TNO du Lac Jacques-Cartier	2013	Enercon	139,3
St-Laurent Énergies (Hydroméga Services Inc., EDF Énergies Nouvelles, et RES Canada Inc.)	Clermont	Charlevoix-Est	TNO de Mont-Élie, ZEC du Lac-au-Sable	2015	REpower	74,0
						TOTAL 345,9
Saguenay-Lac-St-Jean (et Capitale nationale) (1 projet)						
St-Laurent Énergies (Hydroméga Services Inc., EDF Énergies Nouvelles, et RES Canada Inc.)	Rivière du Moulin	Fjord-du-Saguenay, Charlevoix	TNO du Lac Pikauba, TNO du Lac Minustuk	2014/2015	REpower	350,0
						TOTAL 350,0
Bas Saint-Laurent (3 projets)						
Kruger Énergie Inc.	Ste-Luce	La Mitis	Ste-Luce, Ste-Flavie	2012	Enercon	68,0
St-Laurent Énergies (Hydroméga Services Inc., EDF Énergies Nouvelles, et RES Canada Inc.)	Lac Alfred	La Matapédia, La Mitis	Ste-Irène, La Rédemption, St-Zénon-Lac-Humqui, St-Clément, TNO du Lac Alfred, TNO du Lac à la Croix	2012/2013	REpower	300,0
B&B VDK Holdings Inc.	Vents du Kempt	La Matapédia	Ste-Marguerite-Marie, Causapsal, Ste-Florence	2014	Enercon	100,0
						TOTAL 468,0
Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine (2 projets)						
Invenergy Wind Canada ULC	Le Plateau	Avignon	L'Ascension-de-Parapédia, Matapédia, TNO Ruisseau-Ferguson	2011	Enercon	138,6
Venterre	New Richmond	Bonaventure	New Richmond, St-Alphonse, Caplan, St-Félix	2012	Enercon	66,0
						TOTAL 204,6
Minganie (1 projet)						
St-Laurent Énergies (Hydroméga Services Inc., EDF Énergies Nouvelles, et RES Canada Inc.)	Aguanish	Minganie	Aguanish	2011	REpower	80,0
						TOTAL 80,0
TNO: Territoire non organisé						TOTAL 2 004,5

Annexe 2

Répartition annuelle des coûts d'intégration de 2008 à 2016

Il est à noter que cette prévision budgétaire repose sur des coûts paramétriques basés sur les propositions d'affaires émises pour les projets de l'appel d'offres A/O 2003-02.

Travaux particuliers		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
De l'Érable 100 MW - MES 2011											
De l'Érable - Poste de départ		0,0	18,1	131,1	338,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	487,4
Ligne 120 kV de 14,5 km (monoterne) De l'Érable		27,5	424,3	4 633,0	11 008,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16 092,9
Mesurage - De l'Érable		0,0	0,0	0,0	135,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	135,3
Poste Bois-Francis : Départ de ligne 120 kV		0,0	312,1	1 054,2	1 901,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 267,7
Poste Kingsey : Ajout de protection		0,0	88,9	766,3	326,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 181,6
PMVI De l'Érable		0,0	0,0	0,0	177,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	177,0
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	22 500,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22 500,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0
Télécommunications		9,0	80,5	2 273,4	1 061,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 424,2
Total des travaux particuliers pour ce projet		36,5	923,9	8 858,0	40 847,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50 666,1
Des Moulins 156 MW - MES 2011											
Des Moulins - Poste de départ		74,8	6,2	107,4	229,4	90,4	0,0	0,0	0,0	0,0	508,2
Ligne 230 kV de 3,1 km (monoterne) Des Moulins		86,7	382,4	1 839,6	4 536,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 845,2
Mesurage - Des Moulins		0,0	0,0	0,0	176,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	176,9
Poste Antoine-Lemieux: Ajout protection		0,0	250,2	475,5	183,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	909,3
Poste Theiford - Ajout protection		0,0	35,1	185,6	72,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	293,4
PMVI Des Moulins		0,0	0,0	0,0	75,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,3
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	43 212,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43 212,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	6 396,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 396,0
Télécommunications		7,9	39,2	725,4	446,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 219,3
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		169,4	713,1	3 333,5	55 329,2	90,4	0,0	0,0	0,0	0,0	59 635,6
Le Plateau 138,6 MW - MES 2011											
Le Plateau - Poste de départ		0,0	15,3	287,9	160,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	463,9
Ligne 315 kV de 200 m (monoterne) Le Plateau		0,0	41,7	447,2	2 154,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 643,5
Mesurage - Le Plateau		0,0	0,0	0,0	317,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	317,3
Poste Matapédia : protection (Le Plateau)		0,0	0,0	42,6	99,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,9
Poste Rimouski : protection (Le Plateau)		0,0	0,0	42,6	99,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,9
PMVI Le Plateau		0,0	0,0	0,0	29,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,1
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	38 392,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38 392,2
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	5 682,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 682,6
Télécommunications		0,0	33,3	1 111,5	1 529,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 674,3
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	90,3	1 931,8	48 464,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50 486,7
Saint-Robert-Bellarmin 80 MW - MES 2012											
Saint-Robert-Bellarmin - Poste de départ		0,0	10,2	41,1	115,9	255,9	92,7	0,0	0,0	0,0	515,8
Ligne 120 kV de 33 km (monoterne) Saint-Robert-Bellarmin		0,0	73,3	1 782,7	7 667,8	14 016,3	0,0	0,0	0,0	0,0	23 540,1
Mesurage - Saint-Robert-Bellarmin		0,0	0,0	0,0	0,0	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,0
Poste Bolduc : Départ de ligne 120 kV		0,0	0,0	726,2	4 087,8	680,8	0,0	0,0	0,0	0,0	5 494,8
Poste St-Georges : Ajout protection		0,0	0,0	214,8	680,7	327,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1 222,7
PMVI St-Robert-Bellarmin		0,0	0,0	0,0	0,0	258,9	0,0	0,0	0,0	0,0	258,9
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	18 240,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18 240,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	2 720,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 720,0
Télécommunications		0,0	0,0	1 557,2	1 347,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 904,7
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	83,5	4 322,0	13 899,7	36 637,1	92,7	0,0	0,0	0,0	55 035,0

Travaux particuliers		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Lac Alfred 300 MW - MES 2012											
Lac Alfred - Poste de départ		0,0	16,2	54,0	201,4	208,3	0,0	0,0	0,0	0,0	479,9
Ligne 315 kV de 30 km (monotone) Lac Alfred		30,6	864,0	1 887,7	11 718,3	22 711,1	0,0	0,0	0,0	0,0	37 211,7
Mesurage - Lac Alfred		0,0	0,0	0,0	0,0	323,7	0,0	0,0	0,0	0,0	323,7
Poste Matapédia : Remplacement/Ajout protection		0,0	0,0	42,6	99,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,9
Poste Rimouski : Remplacement/Ajout protection		0,0	0,0	42,6	99,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,9
PMVI Lac Alfred		0,0	0,0	0,0	0,0	409,3	0,0	0,0	0,0	0,0	409,3
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	36 600,0	36 600,0	0,0	0,0	0,0	73 200,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	5 400,0	5 400,0	0,0	0,0	0,0	10 800,0
Télécommunications		7,6	139,8	1 038,8	678,1	35,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1 900,2
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		30,6	887,8	2 166,7	13 157,1	66 330,5	42 035,9	0,0	0,0	0,0	124 608,6
Massif du Sud 150 MW - MES 2012											
Ligne 120 kV de 21 km (monotone) Massif du Sud		0,0	317,2	1 394,3	3 675,8	12 898,5	0,0	0,0	0,0	0,0	18 285,7
Massif du Sud - Poste de départ		0,0	26,6	24,9	115,9	256,1	92,7	0,0	0,0	0,0	516,2
Mesurage - Massif du Sud		0,0	0,0	0,0	0,0	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,0
Poste Beauceville : Ajout protection		0,0	15,5	54,3	110,5	120,6	0,0	0,0	0,0	0,0	300,9
Poste Sainte-Germaine: Ajout 2 départs + protections + alcid		0,0	101,1	535,6	4 362,6	773,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 772,3
PMVI Massif du Sud		0,0	0,0	0,0	0,0	201,1	0,0	0,0	0,0	0,0	201,1
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	34 200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34 200,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	5 100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 100,0
Télécommunications		0,0	6,6	140,7	1 646,8	1 120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 914,1
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	467,0	2 149,8	9 911,5	54 807,2	92,7	0,0	0,0	0,0	67 428,3
New Richmond 66 MW - MES 2012											
Ligne 230 kV de 8 km (monotone) New Richmond		0,0	209,4	1 079,9	2 863,6	9 160,3	0,0	0,0	0,0	0,0	13 313,3
Mesurage - New Richmond		0,0	0,0	0,0	0,0	180,4	0,0	0,0	0,0	0,0	180,4
New Richmond - Poste de départ		0,0	2,2	9,4	259,6	208,7	0,0	0,0	0,0	0,0	479,9
Poste Cascapédia : Ajout d'un départ 230 kV		0,0	0,0	214,8	682,1	3 864,8	0,0	0,0	0,0	0,0	4 761,7
PMVI New Richmond		0,0	0,0	0,0	0,0	146,4	0,0	0,0	0,0	0,0	146,4
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	18 282,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18 282,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	2 706,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 706,0
Télécommunications		0,0	0,0	0,0	441,2	694,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1 135,7
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	211,6	1 304,1	4 246,5	35 243,2	0,0	0,0	0,0	0,0	41 005,4
St-Valentin 50 MW - MES 2012											
Ligne 120 kV de 6,5 km (monotone) St-Valentin		0,0	0,0	646,3	1 348,4	6 489,3	0,0	0,0	0,0	0,0	8 484,0
Mesurage - St-Valentin		0,0	0,0	0,0	0,0	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,0
Poste De Léry : Protection (L1205)		0,0	0,0	45,8	101,2	257,3	0,0	0,0	0,0	0,0	404,3
St-Valentin - Poste du parc éolien		0,0	0,0	50,0	115,8	256,0	92,6	0,0	0,0	0,0	514,4
PMVI - St-Valentin		0,0	0,0	0,0	0,0	93,3	0,0	0,0	0,0	0,0	93,3
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	11 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11 400,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	1 700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 700,0
Télécommunications		0,0	1,6	76,5	1 301,6	905,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 284,6
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	1,6	818,6	2 867,0	21 238,9	92,6	0,0	0,0	0,0	25 018,6

Travaux particuliers		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Montérégie (St-Rémi 100 MW) - MES 2012											
Ligne 120 kV de 0,4 km (monoterne) Montérégie		0,0	0,0	149,9	176,7	647,1	0,0	0,0	0,0	0,0	973,7
Mesurage - Montérégie		0,0	0,0	0,0	0,0	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138,0
Poste De Léry : Protection (L1206)		0,0	0,0	43,2	91,1	248,0	0,0	0,0	0,0	0,0	382,4
Montérégie - Poste du parc éolien		0,0	0,0	50,0	115,8	256,0	92,6	0,0	0,0	0,0	514,4
Poste St-Rémi - Protections		0,0	0,0	51,0	130,9	236,4	0,0	0,0	0,0	0,0	418,4
PMVI - Montérégie		0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	22 800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22 800,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0
Télécommunications		0,0	3,2	37,5	1 207,5	862,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2 110,3
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	3,2	331,6	1 722,0	28 598,4	92,6	0,0	0,0	0,0	30 747,8
Seigneurie de Beaupré 2 et 3 132,6/139,3 MW - MES 2013											
Ligne 315 kV de 23 km (monoterne) Seigneurie de Beaupré		0,0	499,1	1 973,5	1 781,3	11 656,6	20 582,1	0,0	0,0	0,0	36 492,7
Lignes 315 kV de 3,6 km (double bouclage à Charlevoix)		0,0	0,0	433,2	249,4	5 036,7	4 491,2	0,0	0,0	0,0	10 210,4
Lignes 315 kV de 1,7 km (réarrangement à Beauport)		0,0	0,0	140,2	144,6	3 880,8	3 614,3	0,0	0,0	0,0	7 779,9
Poste Beaupré : Ajout disjoncteur 315 kV, protection 3011-3020, ALCID		0,0	19,1	247,1	1 132,0	4 166,2	1 501,2	11,7	0,0	0,0	7 077,3
Rehaussement thermique 3011-3020		0,0	0,0	2 061,0	1 017,8	1 020,0	9 779,5	0,0	0,0	0,0	13 878,3
Poste Bersimis 1 : Protections 3009-3003-3004		0,0	2,9	109,2	4,5	281,6	1 786,3	6,8	0,0	0,0	2 191,2
Poste Bersimis 2 : Protections 3009-3011		0,0	6,3	130,1	35,0	260,2	1 842,2	8,4	0,0	0,0	2 282,1
Poste Laurentides 1 : Protections 3003-3004		0,0	4,5	33,7	38,6	88,5	647,4	6,8	0,0	0,0	819,5
Poste Laurentides 2 : Protections 3011-3020		0,0	8,3	91,0	7,4	77,4	776,8	5,8	0,0	0,0	966,7
Poste Charlevoix : Ajout 3 disjoncteurs 315 kV		0,0	0,0	889,5	2 388,9	15 099,0	1 752,9	6,6	0,0	0,0	20 136,9
Moins Investissements en Maintien et amélioration du service		0,0	0,0	0,0	0,0	-6 000,0	-12 800,0	0,0	0,0	0,0	-18 800,0
Mesurage - Beaupré		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	330,1	0,0	0,0	0,0	330,1
Poste Charlevoix : Protections Alcid et bâtiment		0,0	67,8	423,8	3 138,8	2 585,8	385,4	0,0	0,0	0,0	6 601,5
Poste Les Basques : Protection 3020		0,0	7,0	30,4	34,6	52,0	366,7	0,0	0,0	0,0	490,7
Poste Beauport : Protections L3003-L3004		0,0	10,9	51,6	57,1	85,9	567,1	0,0	0,0	0,0	772,7
Seigneurie de Beaupré - Poste de départ		0,0	0,0	10,8	19,6	255,0	221,0	0,0	0,0	0,0	506,4
PMVI Seigneurie-de-Beaupré		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	599,3	0,0	0,0	0,0	599,3
Modification d'alimentation au poste Beaupré		0,0	0,0	15,3	1,1	41,1	1 123,2	0,0	0,0	0,0	1 180,7
Remboursement Poste de départ sans 15% EE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75 316,3	0,0	0,0	0,0	75 316,3
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11 147,9	0,0	0,0	0,0	11 147,9
Télécommunications		0,0	6,1	261,9	2 432,6	4 155,3	415,7	0,0	0,0	0,0	7 271,5
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet		0,0	632,0	6 902,3	12 483,2	42 741,9	124 446,5	46,1	0,0	0,0	187 252,1

Travaux particuliers		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Rivière-du-Moulin 350 MW - MES 2014 et 2015											
Ligne 345 kV de 23 km (monotone) Rivière-du-Moulin	0,0	0,0	468,8	479,4	1 324,6	9 876,6	21 063,0	0,0	0,0	0,0	33 212,4
Rivière-du-Moulin - Poste de départ	0,0	0,0	10,4	0,8	20,5	260,4	227,0	0,0	0,0	0,0	519,0
Rehaussement thermique 3095 (sur 120 km)	0,0	0,0	457,7	505,5	2 017,5	1 710,7	18 217,4	0,0	0,0	0,0	22 908,9
Mesurage - Rivière-du-Moulin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	336,7	0,0	0,0	0,0	336,7
Poste Laurentides 1 : Protection 2337	0,0	0,0	29,5	55,8	6,3	382,9	1 255,5	0,0	0,0	0,0	1 729,9
Poste Laurentides 2 : Protection (3095)	0,0	11,9	53,2	34,4	0,0	216,8	885,0	6,9	0,0	0,0	1 208,2
Approvisionnement d'un transformateur 345/315kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 000,0	0,0	0,0	0,0	5 000,0
Poste Delisle - Rio Tinto : Protections (3095)	0,0	0,0	65,1	34,4	0,0	216,8	885,0	6,9	0,0	0,0	1 208,2
Protections 230 kV : Protections Québec 2 - L2337	0,0	0,0	29,5	55,8	6,3	378,7	1 031,6	6,9	0,0	0,0	1 508,8
PMVI Rivière-du-Moulin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	365,3	0,0	0,0	0,0	365,3
Remboursement Poste de départ sans 15% EE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36 600,0	48 800,0	0,0	0,0	85 400,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 400,0	7 200,0	0,0	0,0	12 600,0
Télécommunications	0,0	0,0	0,0	367,8	1 117,8	3 046,6	1 638,4	0,0	0,0	0,0	6 170,6
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet	0,0	11,9	1 114,2	1 533,9	4 493,0	16 089,5	92 904,9	56 020,7	0,0	0,0	172 168,0
Vents du Kempt 100 MW - MES 2014											
Ligne 120 kV de 9,2 km (monotone) Vents-du-Kempt	0,0	0,0	0,0	901,6	502,4	1 613,1	5 678,6	0,0	0,0	0,0	8 695,7
Mesurage : Vents du Kempt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,5	0,0	0,0	0,0	143,5
Poste Amqui : Ajout protection	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,2	435,4	0,0	0,0	0,0	538,7
Poste Les Boules : Ajout protection (Vents du Kempt)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,2	435,4	0,0	0,0	0,0	538,7
Vents-du-Kempt - Poste de départ	0,0	0,0	0,0	0,0	12,1	271,6	217,9	0,0	0,0	0,0	501,6
PMVI - Vents-du-Kempt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95,7	0,0	0,0	0,0	95,7
Remboursement Poste de départ sans 15% EE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22 800,0	0,0	0,0	0,0	22 800,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0
Télécommunications	0,0	1,1	12,7	15,4	28,6	981,3	1 634,3	0,0	0,0	0,0	2 673,4
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet	0,0	1,1	12,7	917,0	543,1	3 072,5	34 840,9	0,0	0,0	0,0	39 387,3
Clermont 74 MW - MES 2015											
Clermont - Poste de départ (MSTI et protections)	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	21,8	267,0	232,3	0,0	0,0	532,3
Ligne 315 kV de 13,0 km (monotone) Clermont	0,0	0,0	0,0	0,0	531,6	1 957,7	8 122,2	16 025,3	0,0	0,0	26 636,8
Mesurage - Clermont	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	343,5	0,0	0,0	343,5
Bersimis 2 - Protection L3011C (Clermont)	0,0	0,0	0,0	0,0	45,2	43,6	76,8	430,3	0,0	0,0	595,9
Charlevoix - Protection L3011C (Clermont)	0,0	0,0	0,0	0,0	45,2	43,6	76,8	430,3	0,0	0,0	595,9
PMVI Clermont	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	293,0	0,0	0,0	0,0	293,0
Remboursement Poste de départ sans 15% EE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20 498,0	0,0	0,0	20 498,0
Frais de 15% EE pour le poste de départ à remettre aux producteurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 034,0	0,0	0,0	3 034,0
Télécommunications	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	367,3	1 889,0	828,2	0,0	0,0	3 084,6
Total des coûts des travaux particuliers pour ce projet	0,0	0,0	0,0	0,0	633,2	2 434,0	10 431,8	42 114,9	0,0	0,0	55 614,0
Total de tous les coûts particuliers des tous ces parcs éoliens	236,5	4 026,9	33 245,1	205 379,7	291 357,0	188 449,0	138 223,7	98 135,6	0,0	0,0	959 053,5

Travaux communs		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Renforcement Matapédia - MES 2011 et 2012											
Automatisme pour réseau Matapédia	0,0	0,0	0,0	7 125,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7 125,9
Inductance 65 MVar - 230 kV - Matapédia	0,0	0,0	240,0	870,0	7 399,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 509,4
Rehaussement 1601 (65oC) sur 121km	0,0	0,0	1 417,3	2 887,5	23 754,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28 058,8
Rehaussement thermique 2313-14 (55oC) sur 100 km chacune	0,0	0,0	0,0	6 407,9	31 784,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38 192,7
Transformateur 230/161 kV - Goémon	0,0	0,0	175,9	539,3	7 568,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 283,2
Total du projet	0,0	0,0	1 833,2	17 830,5	70 506,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90 170,0
Renforcement réseau principal - MES 2014 à 2016											
Batterie compensation série - Poste Chénier	0,0	0,0	182,3	810,4	3 037,8	23 187,9	26 858,3	0,0	0,0	0,0	54 076,7
Modifications Protections 7042-46-47 au poste Chénier	0,0	0,0	0,0	0,0	286,3	411,2	2 487,8	0,0	0,0	0,0	3 185,2
Ligne : Ajout 3 pylônes pour intégration CS au poste Chénier	0,0	0,0	34,3	28,6	4,7	204,0	1 698,4	0,0	0,0	0,0	1 969,9
Batterie compensation série - Poste Grand-Brûlé	0,0	0,0	182,3	810,4	2 773,8	21 969,8	24 090,2	0,0	0,0	0,0	49 826,5
Modifications protection 7047 au poste Grand-Brûlé	0,0	0,0	0,0	0,0	216,0	272,9	1 102,4	0,0	0,0	0,0	1 591,4
Ligne : Ajout 3 pylônes pour intégration CS au poste Grand-Brûlé	0,0	0,0	34,3	28,6	4,7	204,0	1 698,4	0,0	0,0	0,0	1 969,9
Batterie compensation série - Poste Duvernay	0,0	0,0	182,3	810,4	3 037,8	26 783,3	27 929,4	0,0	0,0	0,0	58 743,2
Rehaus. Capacité 3 batteries CS 7017 poste Duvernay	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,0	407,4	15 026,8	0,0	15 699,2
Modifications Protections 7017-46-09 poste Duvernay	0,0	0,0	0,0	0,0	286,3	411,2	2 487,8	0,0	0,0	0,0	3 185,2
Ligne : Ajout 3 pylônes pour intégration CS poste Duvernay	0,0	0,0	34,3	28,6	4,7	204,0	1 698,4	0,0	0,0	0,0	1 969,9
Compensateur statique - Poste Bout-de-l'île	0,0	0,0	1 577,4	3 512,7	11 704,8	30 920,8	42 996,0	0,0	0,0	0,0	90 711,7
Compensateur statique - Poste Jacques-Cartier	0,0	0,0	0,0	0,0	1 659,8	3 714,6	8 931,3	30 425,0	43 857,2	0,0	88 587,9
Remplacement protection - 7009 poste Boucherville	0,0	0,0	0,0	0,0	216,0	272,9	1 102,4	0,0	0,0	0,0	1 591,4
Remplacement protection - 7014 poste Carignan	0,0	0,0	0,0	0,0	216,0	272,9	1 102,4	0,0	0,0	0,0	1 591,4
Remplacement protection - 7038-42 poste Chateauguay	0,0	0,0	0,0	0,0	245,0	324,4	1 820,9	0,0	0,0	0,0	2 390,3
Remplacement protection - 7036-49 poste Hertel	0,0	0,0	0,0	0,0	245,0	324,4	1 820,9	0,0	0,0	0,0	2 390,3
Remplacement protection - 7017 poste Jacques-Cartier	0,0	0,0	0,0	0,0	216,0	272,9	1 102,4	0,0	0,0	0,0	1 591,4
Remplacement protection - 7049 poste Montérégie	0,0	0,0	0,0	0,0	216,0	272,9	1 102,4	0,0	0,0	0,0	1 591,4
Remplacement protection - 7006-34 poste Nicolet	0,0	0,0	0,0	0,0	245,0	324,4	1 820,9	0,0	0,0	0,0	2 390,3
Rehaus. Capacité 3 batterie CS - Poste Lavérendrye Nord	0,0	0,0	0,0	0,0	163,9	373,9	5 906,3	0,0	0,0	0,0	6 444,1
Rehaus. Capacité 3 batterie CS - Poste Abitibi Nord	0,0	0,0	0,0	0,0	145,8	329,4	2 900,7	0,0	0,0	0,0	3 376,0
Rehaus. Thermique 7005-35 près du poste Nicolet	0,0	0,0	40,8	175,8	2 682,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 899,3
Total du projet	0,0	0,0	2 268,0	6 205,5	27 608,1	111 051,8	160 922,7	30 832,4	58 884,0	0,0	397 772,5
Essais de validation: Technologies ENERCON et RePower			20,0	118,0	190,0	208,0					536,0
Total des coûts des travaux communs	0,0	0,0	4 121,2	24 154,0	98 304,4	111 259,8	160 922,7	30 832,4	58 884,0	0,0	488 478,5
Grand total des coûts des travaux particuliers et communs	236,5	4 026,9	37 366,3	229 533,7	389 661,4	299 708,8	299 146,4	128 968,0	58 884,0	1 447 532,0	

Annexe 3
Estimation de la contribution requise du Distributeur

Nom du parc éolien (note 1)	MW	Travaux particuliers			Sous-total (note 3)
		Poste de départ (note 2)	Transport (colonne A)	Télécom (colonne B)	
De l'Érable - MES 2011	100,0	22 500,0	21 341,9	3 424,2	47 266,1
Des Moulins - MES 2011	156,0	43 212,0	8 808,3	1 219,3	53 239,6
Le Plateau - MES 2011	138,6	38 392,2	3 737,6	2 674,3	44 804,1
Saint-Robert-Bellarmin - MES 2012	80,0	18 240,0	31 170,3	2 904,7	52 315,0
Lac Alfred - MES 2012 et 2013	300,0	73 200,0	38 708,4	1 900,2	113 808,6
Massif du Sud - MES 2012	150,0	34 200,0	25 214,2	2 914,1	62 328,3
New Richmond - MES 2012	66,0	18 282,0	18 881,7	1 135,7	38 299,4
St-Valentin - MES 2012	50,0	11 400,0	9 634,0	2 284,6	23 318,6
Montréal (St-Rémi) - MES 2012	100,0	22 800,0	2 437,6	2 110,3	27 347,9
Seigneurie de Beaupré 2 et 3 - MES 2013	271,9	75 316,3	93 516,4	7 271,5	176 104,2
Rivière-du-Moulin - MES 2014 et 2015	350,0	85 400,0	67 997,4	6 170,6	159 568,0
Vents du Kempt - MES 2014	100,0	22 800,0	10 513,9	2 673,4	35 987,3
Clermont - MES 2015	74,0	20 498,0	28 997,4	3 084,6	52 580,0
Total	1 936,5	486 240,5	360 958,9	39 767,6	886 967,0

Travaux communs	en k\$
Renforcement Matapédia	90 170,0
Renforcement du réseau principal (+ essais de validation)	398 308,5
Total	488 478,5

Sommaire de l'estimé du coût total d'intégration comparé au montant maximal applicable par HQT		
	en k \$	\$/kW
Postes de départ	486 240,5	251
Travaux particuliers :		
en transport	360 958,9	186
en télécom.	39 767,6	21
Travaux communs	488 478,5	252
Total	1 375 445,5	710
Montant maximal applicable par HQT	1 154 154,0	596
Excédent assumé par HQD	221 291,5	114
Plus 15% de frais d'exploitation et d'entretien	33 193,7	17
Contribution estimée d'HQD à la fin des travaux	254 485,3	131

Note 1: Projets approuvés par la Régie, Décision D-2008-132.

Note 2 : Les contributions maximales présentées sont basées sur les montants maximaux moins le 15%, en vigueur dans les Tarifs et conditions du Transporteur lors de la signature de cette entente administrative prévue en mai 2010, sauf pour le parc De l'Érable dont l'entente de raccordement a été signée en février 2010.

Note 3 : Dans l'entente de raccordement d'un parc donné, le coût des travaux pour les fins de la «garantie du producteur pour couvrir les frais d'intégration» avant l'acceptation finale du raccordement par le Transporteur est le coût estimatif des Travaux particuliers Transport et Télécom (Colonnes A et B ci-dessus).

**ENTENTE DE RACCORDEMENT POUR L'INTÉGRATION
DE CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

ENTRE

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

ET

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

COMPLEXE DE LA ROMAINE

- ◆ Centrale de la Romaine-1
- ◆ Centrale de la Romaine-2
- ◆ Centrale de la Romaine-3
- ◆ Centrale de la Romaine-4

MONTRÉAL, LE 14 DÉCEMBRE 2010

TABLE DES MATIÈRES

PREMIÈRE PARTIE CONDITIONS GÉNÉRALES	6
1. DÉFINITIONS.....	6
1.1 <i>centrale(s)</i>	6
1.2 <i>centrale de la Romaine-1</i>	6
1.3 <i>centrale de la Romaine-2</i>	6
1.4 <i>centrale de la Romaine-3</i>	6
1.5 <i>centrale de la Romaine-4</i>	7
1.6 <i>encadrements du Transporteur</i>	7
1.7 <i>frais d'intégration</i>	7
1.8 <i>jours ouvrables</i>	7
1.9 <i>mise en exploitation</i>	7
1.10 <i>mise en service</i>	8
1.11 <i>mise sous tension initiale</i>	8
1.12 <i>point(s) de raccordement</i>	8
1.13 <i>point de raccordement de la centrale de la Romaine-1</i>	8
1.14 <i>point de raccordement de la centrale de la Romaine-2</i>	8
1.15 <i>point de raccordement de la centrale de la Romaine-3</i>	8
1.16 <i>point de raccordement de la centrale de la Romaine-4</i>	9
1.17 <i>poste(s) de départ</i>	9
1.18 <i>poste de départ de la Romaine-1</i>	9
1.19 <i>poste de départ de la Romaine-2</i>	9
1.20 <i>poste de départ de la Romaine-3</i>	9
1.21 <i>poste de départ de la Romaine-4</i>	9
1.22 <i>Régie</i>	10
1.23 <i>services complémentaires</i>	10
1.24 <i>Tarifs et Conditions</i>	10
1.25 <i>travaux d'intégration</i>	10
2. GÉNÉRALITÉS.....	10
3. OBJET	11
4. DURÉE DE L'ENTENTE ET RECONDUCTION.....	11
5. CONDITIONS PRÉALABLES À LA <i>MISE EN SERVICE</i> ET LA <i>MISE EN EXPLOITATION</i>	11
5.1 <i>Mise sous tension initiale</i>	11
5.2 <i>Synchronisation au réseau</i>	12
5.3 <i>Acceptation finale</i>	12
5.4 <i>Retard dans la mise sous tension initiale</i>	12
6. <i>FRAIS D'INTÉGRATION, D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE</i>	13

6.1	<i>Frais d'intégration</i>	13
6.2	Frais d'exploitation et de maintenance.....	14
7.	PROPRIÉTÉ, COÛT DE RÉPARATION OU DE REMPLACEMENT ET MODIFICATION DU RACCORDEMENT.....	14
8.	CONCEPTION ET CONSTRUCTION DES <i>CENTRALES</i>	14
9.	EXPLOITATION DES <i>CENTRALES</i>	15
9.1	Exploitation des <i>centrales</i>	15
9.2	Essais pour confirmer les caractéristiques électriques des équipements de production lors de la <i>mise en service</i> de chaque <i>centrale</i>	15
9.3	Vérification de l'état des réglages des automatismes et des protections	16
9.4	Formation du personnel.....	16
9.5	Stratégies de production.....	16
10.	MAINTENANCE ET INDISPONIBILITÉS	16
10.1	Programme de maintenance.....	16
10.2	Coordination des programmes de maintenance	17
10.3	Rapport d'événements et d'indisponibilité	17
11.	SUSPENSION DE L'ENTENTE	17
12.	REMBOURSEMENT PAR LE PRODUCTEUR DU COÛT DES TRAVAUX ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR EN CAS D'ABANDON DU PROJET.....	18
12.1	En cas d'abandon de projet.....	18
12.2	En cas de refus de la <i>Régie</i>	19
13.	DROIT D'ACCÈS.....	19
14.	RESPONSABILITÉ EN CAS DE DOMMAGES.....	19
15.	FORCE MAJEURE.....	20
16.	REMISE DE DOCUMENTS ET AUTRES INFORMATIONS.....	20
17.	AVIS, COMMUNICATIONS URGENTES ET REPRÉSENTANTS.....	20
17.1	Avis.....	20
17.2	Communications urgentes.....	21
17.3	Représentants.....	21
18.	APPROBATION ET EXIGENCES DU TRANSPORTEUR.....	21
19.	CONVENTIONS PRÉALABLES ET MODIFICATIONS.....	21
20.	AJUSTEMENT POUR TAXES.....	21
21.	LOIS APPLICABLES	22
22.	SUCESSEURS ET AYANTS CAUSE	22

DEUXIÈME PARTIE CLAUSES PARTICULIÈRES.....	23
23. DATE PRÉVUE POUR LA <i>MISE SOUS TENSION INITIALE</i>	23
24. PUISSANCE MAXIMALE D'INJECTION AU <i>POINT DE RACCORDEMENT</i>	23
25. CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ	24
26. ENGAGEMENT DU PRODUCTEUR POUR COUVRIR LES <i>FRAIS D'INTÉGRATION</i>	24
27. ADRESSES DES PARTIES POUR LES AVIS	25
ANNEXE I.....	27
DESCRIPTION SOMMAIRE DES <i>CENTRALES</i>	27
ANNEXE II	31
EXIGENCES TECHNIQUES, CODES ET AUTRES ENCADREMENTS APPLICABLES	31
ANNEXE III.....	32
<i>TRAVAUX D'INTÉGRATION, COÛT ET ÉCHÉANCIER</i>	32

ENTENTE intervenue à Montréal, province de Québec, le 14^e jour de décembre 2010.

ENTRE **Hydro-Québec TransÉnergie**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par Mme Marie-Claude Lalande, chef Commercialisation et gouvernance, dûment autorisée aux fins des présentes tel qu'elle le déclare;

(ci-après appelée le « **Transporteur** »);

ET **Hydro-Québec Production**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par Mme Louise Pelletier, directrice principale Projets de développement et production nucléaire et par M. Christian G. Brosseau, vice-président Marchés de gros, dûment autorisés aux fins des présentes tel qu'ils le déclarent;

(ci-après appelée le « **Producteur** »).

ATTENDU QUE le **Producteur** a l'intention d'aménager et d'exploiter un complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine, au nord-est de la municipalité de Havre-Saint-Pierre. Le complexe sera composé de quatre (4) centrales hydroélectriques, appelées centrale de la Romaine-1 d'une puissance de 270 MW, centrale de la Romaine-2 d'une puissance de 640 MW, centrale de la Romaine-3 d'une puissance de 395 MW et centrale de la Romaine-4 d'une puissance de 245 MW, lesquelles seront raccordées au réseau de transport du **Transporteur** ;

ATTENDU QUE le **Transporteur** conduit le réseau de transport d'électricité dans la zone de réglage du Québec;

ATTENDU QUE le **Producteur** désire raccorder les *centrales* au réseau de transport d'électricité du **Transporteur** et que ce dernier désire convenir de certaines modalités relatives à l'exploitation de ces *centrales*.

EN CONSÉQUENCE, les parties aux présentes conviennent mutuellement de ce qui suit :

PREMIÈRE PARTIE CONDITIONS GÉNÉRALES

1. DÉFINITIONS

Dans la présente entente, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont la signification qui leur est attribuée.

1.1 *centrale(s)*

La *centrale de la Romaine-1*, la *centrale de la Romaine-2*, la *centrale de la Romaine-3* et la *centrale de la Romaine-4* ou, selon le contexte, l'une ou l'autre de ces centrales.

1.2 *centrale de la Romaine-1*

L'aménagement hydroélectrique sur la rivière Romaine, appelée centrale de la Romaine-1, située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre, à environ 53 km de l'embouchure de la rivière La Romaine, incluant l'ensemble de l'appareillage de production d'électricité appartenant au **Producteur** ou sur lesquels il détient des droits, formé principalement de deux (2) groupes turbines-alternateurs, des sectionneurs et jeux de barres moyenne tension jusqu'au *point de raccordement*, et de leurs systèmes de protection respectifs. Les principaux équipements de cet appareillage sont décrits de façon sommaire à l'annexe I.

1.3 *centrale de la Romaine-2*

L'aménagement hydroélectrique sur la rivière Romaine, appelée centrale de la Romaine-2, située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre, à environ 90 km de l'embouchure de la rivière La Romaine, incluant l'ensemble de l'appareillage de production d'électricité appartenant au **Producteur** ou sur lesquels il détient des droits, formé principalement de deux (2) groupes turbines-alternateurs, des sectionneurs et jeux de barres moyenne tension jusqu'au *point de raccordement*, et de leurs systèmes de protection respectifs. Les principaux équipements de cet appareillage sont décrits de façon sommaire à l'annexe I.

1.4 *centrale de la Romaine-3*

L'aménagement hydroélectrique sur la rivière Romaine, appelée centrale de la Romaine-3, située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre, à environ 158 km de l'embouchure de la rivière La Romaine, incluant l'ensemble de l'appareillage de production d'électricité appartenant au **Producteur** ou sur lesquels il détient des droits, formé principalement de deux (2) groupes turbines-alternateurs, des sectionneurs et jeux de barres moyenne tension

jusqu'au *point de raccordement*, et de leurs systèmes de protection respectifs. Les principaux équipements de cet appareillage sont décrits de façon sommaire à l'annexe I.

1.5 centrale de la Romaine-4

L'aménagement hydroélectrique sur la rivière Romaine, appelée centrale de la Romaine-4, située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre, à environ 192 km de l'embouchure de la rivière La Romaine, incluant l'ensemble de l'appareillage de production d'électricité appartenant au **Producteur** ou sur lesquels il détient des droits, formé principalement de deux (2) groupes turbines-alternateurs, des sectionneurs et jeux de barres moyenne tension jusqu'au *point de raccordement*, et de leurs systèmes de protection respectifs. Les principaux équipements de cet appareillage sont décrits de façon sommaire à l'annexe I.

1.6 encadrements du Transporteur

L'expression « encadrements du Transporteur » désigne :

- a) les normes de fiabilité suivies par le **Transporteur**, lesquelles réfèrent aux normes applicables du North American Electric Reliability Corporation (NERC) ainsi qu'aux critères ou règles du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) (ou leurs successeurs, le cas échéant), telles qu'amendées de temps à autre; et
- b) les exigences techniques, codes et autre encadrement énumérés à l'annexe II.

1.7 frais d'intégration

Les frais d'intégration définis au paragraphe 6.1 a).

1.8 jours ouvrables

Toutes les journées de l'année, sauf les samedis, les dimanches et les jours fériés suivants, à savoir la veille du Jour de l'An, le Jour de l'An, le lendemain du Jour de l'An, le Vendredi saint, le Lundi de Pâques, la Journée nationale des patriotes, la Fête nationale du Québec, la Fête du Canada, la Fête du Travail, l'Action de grâces, la veille de Noël, Noël, le lendemain de Noël et tout autre jour férié applicable au Québec fixé par proclamation des gouvernements fédéral et provincial ou tout autre jour convenu entre les parties.

1.9 mise en exploitation

Ensemble des dispositions et des opérations par lesquelles une installation passe à l'exploitation commerciale.

1.10 *mise en service*

Période durant laquelle est effectuée une série d'essais, selon un procédé d'essais, permettant de vérifier des appareils, des automatismes ou des installations rattachés au réseau afin de passer à l'exploitation commerciale.

1.11 *mise sous tension initiale*

La première mise sous tension de chacune des *centrales* par le réseau de transport du **Transporteur**, laquelle est plus amplement décrite au paragraphe 5.1.

1.12 *point(s) de raccordement*

Le *point de raccordement de la centrale de la Romaine-1*, le *point de raccordement de la centrale de la Romaine-2*, le *point de raccordement de la centrale de la Romaine-3* et le *point de raccordement de la centrale de la Romaine-4* ou, selon le contexte, l'un ou l'autre de ces points de raccordement.

1.13 *point de raccordement de la centrale de la Romaine-1*

Point de démarcation, dans le *poste de départ de la Romaine-1*, entre les équipements appartenant au **Transporteur** et ceux appartenant au **Producteur**. Pour chacun des deux (2) groupes turbines-alternateurs de la *centrale de la Romaine-1*, le point de raccordement est situé au point où les barres blindées à 13,8 kV sont raccordées aux traversées à 13,8 kV de chacun des deux (2) transformateurs-élévateurs du **Transporteur**. Les sectionneurs d'isolement à 13,8 kV qui séparent les alternateurs des transformateurs-élévateurs, les barres blindées à 13,8 kV et l'appareillage connexe appartiennent au **Producteur**.

1.14 *point de raccordement de la centrale de la Romaine-2*

Point de démarcation, dans le *poste de départ de la Romaine-2*, entre les équipements appartenant au **Transporteur** et ceux appartenant au **Producteur**. Pour chacun des deux (2) groupes turbines-alternateurs de la *centrale de la Romaine-2*, le point de raccordement est situé au point où les barres blindées à 18,0 kV sont raccordées aux traversées à 18,0 kV de chacun des deux (2) transformateurs-élévateurs du **Transporteur**. Les sectionneurs d'isolement à 18,0 kV qui séparent les alternateurs des transformateurs-élévateurs, les barres blindées à 18,0 kV et l'appareillage connexe appartiennent au **Producteur**.

1.15 *point de raccordement de la centrale de la Romaine-3*

Point de démarcation dans le *poste de départ de la Romaine-3*, entre les équipements appartenant au **Transporteur** et ceux appartenant au

Producteur. Pour chacun des deux (2) groupes turbines-alternateurs de la *centrale de la Romaine-3*, le point de raccordement est situé au point où les barres blindées à 13,8 kV sont raccordées aux traversées à 13,8 kV de chacun des deux (2) transformateurs-élévateurs du **Transporteur**. Les sectionneurs d'isolement à 13,8 kV qui séparent les alternateurs des transformateurs-élévateurs, les barres blindées à 13,8 kV et l'appareillage connexe appartiennent au **Producteur**.

1.16 *point de raccordement de la centrale de la Romaine-4*

Point de démarcation, dans le *poste de départ de la Romaine-4*, entre les équipements appartenant au **Transporteur** et ceux appartenant au **Producteur**. Pour chacun des deux (2) groupes turbines-alternateurs de la *centrale de la Romaine-4*, le point de raccordement est situé au point où les barres blindées à 13,8 kV sont raccordées aux traversées à 13,8 kV de chacun des deux (2) transformateurs-élévateurs du **Transporteur**. Les sectionneurs d'isolement à 13,8 kV qui séparent les alternateurs des transformateurs-élévateurs, les barres blindées à 13,8 kV et l'appareillage connexe appartiennent au **Producteur**.

1.17 *poste(s) de départ*

Le *poste de départ de la Romaine-1*, le *poste de départ de la Romaine-2*, le *poste de départ de la Romaine-3* et le *poste de départ de la Romaine-4* ou, selon le contexte, l'un ou l'autre de ces postes de départ.

1.18 *poste de départ de la Romaine-1*

Poste élévateur de tension appartenant au **Transporteur**, appelé poste de départ de la Romaine-1, lequel est plus amplement décrit à l'annexe III.

1.19 *poste de départ de la Romaine-2*

Poste élévateur de tension appartenant au **Transporteur**, appelé poste de départ de la Romaine-2, lequel est plus amplement décrit à l'annexe III.

1.20 *poste de départ de la Romaine-3*

Poste élévateur de tension appartenant au **Transporteur**, appelé poste de départ de la Romaine-3, lequel est plus amplement décrit à l'annexe III.

1.21 *poste de départ de la Romaine-4*

Poste élévateur de tension appartenant au **Transporteur**, appelé poste de départ de la Romaine-4, lequel est plus amplement décrit à l'annexe III.

1.22 *Régie*

La Régie de l'énergie instituée en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01) ou tout successeur.

1.23 *services complémentaires*

Les services tels que définis dans les *Tarifs et Conditions* pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau du **Transporteur**, lesquels services étant circonscrits à l'annexe I D).

1.24 *Tarifs et Conditions*

Document intitulé « *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* » approuvé par la *Régie* qui précise les tarifs et les conditions auxquels le service de transport de l'électricité est offert par le **Transporteur** dans la zone de réglage du Québec.

1.25 *travaux d'intégration*

Tous les ajouts au réseau du **Transporteur** requis par le **Transporteur** pour l'intégration des *centrales* au réseau du **Transporteur**, notamment (1) les études autres que l'étude d'intégration, les analyses et l'ingénierie pour les additions et les modifications à apporter au réseau du **Transporteur**, (2) les appareils, équipements, lignes électriques et moyens de communication, y compris leur installation, et (3) les additions ou toute autre modification aux installations de tierces parties rendues nécessaires pour intégrer les *centrales* au réseau du **Transporteur**.

2. GÉNÉRALITÉS

Sauf disposition expresse ou indication contraire du contexte et aux fins des présentes :

- a) le défaut ou le retard de l'une ou l'autre des parties d'exercer un droit prévu à la présente entente ne constitue pas une renonciation à un tel droit et aucune des parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement ce droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie. Toute renonciation à un droit de la part de l'une ou l'autre des parties doit être signifiée par écrit;
- b) le préambule et les annexes I, II et III font partie intégrante de la présente entente;
- c) tous les montants mentionnés sont indiqués en dollars canadiens et tout paiement en vertu des présentes doit être fait en dollars canadiens;
- d) les mots écrits au singulier comprennent le pluriel et vice versa. Les mots écrits au masculin comprennent le féminin;

- e) les titres des articles n'ont été insérés que pour faciliter la lecture et n'ont aucune incidence sur l'interprétation de l'entente;
- f) dans un article, toute référence à un article inclut tous ses paragraphes et toute référence à un paragraphe inclut tous ses sous-paragraphes.

3. OBJET

Les parties conviennent des modalités de raccordement des *centrales* au réseau de transport d'électricité du **Transporteur** ainsi que de certaines modalités applicables pour l'exploitation et la maintenance des *centrales*.

Les parties conviennent de la nécessité d'une coordination entre elles à cet effet afin d'assurer un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité du réseau de transport au Québec.

La présente entente ne constitue pas une demande de service de transport ni une réservation de service de transport selon les *Tarifs et Conditions*.

4. DURÉE DE L'ENTENTE ET RECONDUCTION

La présente entente entre en vigueur en date des présentes et se termine vingt (20) ans suivant la date de *mise sous tension initiale* de la première des *centrales*.

La présente entente se reconduira automatiquement d'année en année à moins que l'une ou l'autre des parties n'y mette fin en donnant à l'autre partie, au moins deux mois avant l'expiration du terme initial ou du terme de toute reconduction subséquente, un avis de non reconduction. Le **Transporteur** ne pourra refuser de reconduire la présente entente à moins que le **Producteur** ne soit en défaut en vertu des dispositions de l'article 11.

5. CONDITIONS PRÉALABLES À LA MISE EN SERVICE ET LA MISE EN EXPLOITATION

5.1 *Mise sous tension initiale*

La *mise sous tension initiale* de chacune des *centrales* par le réseau de transport du **Transporteur** en vue de la *mise en service* doit préalablement être autorisée par le **Transporteur**. Le **Producteur** doit faire parvenir au **Transporteur** un avis écrit au moins un mois à l'avance indiquant la date prévue de la *mise sous tension initiale* de chacune des *centrales*.

Pour que la *mise sous tension initiale* de chacune des *centrales* soit acceptée, il faut que les *travaux d'intégration* de la *centrale* en question, mentionnés à l'annexe III, soient complétés ou suffisamment avancés pour permettre une *mise sous tension initiale* de la *centrale* en toute sécurité, et que le **Producteur** ait rempli les conditions suivantes :

- a) livraison au **Transporteur**, au moins deux mois avant la date de *mise sous tension initiale* prévue, de la version finale signée et scellée par un ingénieur, du schéma unifilaire de la *centrale*, des schémas des systèmes de commande et de protection, de l'étude de protection, ainsi que des données et des calculs requis, le tout tel que prévu dans les *encadrements du Transporteur* ;
- b) livraison au **Transporteur**, au moins un mois avant la date de *mise sous tension initiale* prévue, de la liste des essais de vérification « en réseau » et « hors réseau » et de la procédure de *mise en service* de la *centrale* ;
- c) livraison au **Transporteur**, dans un délai raisonnable avant la date prévue de la *mise sous tension initiale*, des résultats des essais de vérification effectués « hors réseau ».

5.2 Synchronisation au réseau

Après que les résultats des essais de vérification effectués « hors réseau » auront été fournis au **Transporteur** et s'ils sont concluants, le **Producteur** devra demander au **Transporteur** l'autorisation d'effectuer les manœuvres requises pour synchroniser ses groupes turbines-alternateurs au réseau.

5.3 Acceptation finale

L'acceptation finale du raccordement en vue d'autoriser la *mise en exploitation* de chacune des *centrales* sera accordée au **Producteur** lorsque les conditions suivantes seront remplies :

- a) livraison au **Transporteur** des rapports des essais de vérification effectués « en réseau » dans le format « au propre » et des rapports des essais « hors réseau » non remis avant la *mise sous tension initiale* de la *centrale* et jugés essentiels par le **Transporteur** ;
- b) livraison au **Transporteur** du schéma unifilaire de la *centrale*, des schémas des systèmes de commande et de protection, de l'étude de protection incluant les réglages des dispositifs de protection, les réglages des systèmes de contrôle de tension et de fréquence incluant les circuits stabilisateurs, le tout dans la version « Tel que construit ».

5.4 Retard dans la *mise sous tension initiale*

Ni le **Transporteur**, ni le **Producteur** ne peut être tenu responsable l'un par rapport à l'autre des dommages et pertes causés à l'autre partie suite à la faute de l'une ou l'autre des parties entraînant un retard dans la *mise sous tension initiale*.

6. FRAIS D'INTÉGRATION, D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

6.1 Frais d'intégration

a) *Frais d'intégration* assumés par le **Transporteur**

- i) À l'exception des frais d'exécution de l'étude d'intégration, lesquels sont assumés par le **Producteur**, le coût des *travaux d'intégration*, notamment (1) le coût des études autres que l'étude d'intégration, des analyses et de l'ingénierie pour les additions et les modifications à apporter au réseau du **Transporteur**, (2) le coût des appareils, équipements, lignes électriques et moyens de communication, y compris le coût de leur installation, et (3) le coût des additions ou de toute autre modification aux installations de tierces parties rendues nécessaires pour intégrer les *centrales* au réseau du **Transporteur** (ci-après collectivement désignés les « *frais d'intégration* »), sont assumés par le **Transporteur**.
- ii) Nonobstant les dispositions du paragraphe 6.1a) i), la totalité des *frais d'intégration* assumés par le **Transporteur** ne peut excéder le montant maximal prévu aux *Tarifs et Conditions*.

b) Excédent assumé par le **Producteur**

Dans le cas où les *frais d'intégration* devant être assumés par le **Transporteur** excèdent le montant maximal prévu aux *Tarifs et Conditions*, l'excédent sera assumé par le **Producteur** et sera payable trente (30) *jours ouvrables* suivant la réception d'un avis du **Transporteur**.

c) Révision des *frais d'intégration*

Les *frais d'intégration* seront révisés par le **Transporteur** au plus tard six (6) mois suivant la fin des *travaux d'intégration* exécutés par le **Transporteur**. Ces *frais d'intégration* révisés seront finaux et ne pourront être ultérieurement révisés que dans le cas prévu à l'article 20.

d) *Travaux d'intégration*

La description sommaire des *travaux d'intégration*, l'estimation des *frais d'intégration* et des clauses particulières y afférentes, l'échéancier de réalisation et les schémas des *centrales* sont inclus à l'annexe III.

e) Recouvrement des *frais d'intégration* assumés par le **Transporteur**

Afin que le **Transporteur** puisse recouvrer la totalité des *frais d'intégration* assumés par le **Transporteur** tel que stipulé à l'article 6.1a), le **Producteur**

se prévaut de l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 des *Tarifs et Conditions*.

6.2 Frais d'exploitation et de maintenance

Tous les frais annuels d'exploitation et de maintenance des *travaux d'intégration* applicables prévus au paragraphe 6.1a) sont assumés par le **Transporteur**.

7. PROPRIÉTÉ, COÛT DE RÉPARATION OU DE REMPLACEMENT ET MODIFICATION DU RACCORDEMENT

Tous les appareils, équipements, lignes électriques et moyens de communication faisant partie des *travaux d'intégration* sont la propriété du **Transporteur**, lequel en assure l'exploitation et la maintenance pendant la durée de la présente entente. Le **Transporteur** assume, à ses frais, la réparation ou le remplacement de ceux-ci.

Le **Transporteur** peut, après avoir transmis un avis au **Producteur**, modifier les *travaux d'intégration* relatifs aux projets connexes décrits à l'annexe III dans la mesure où ces modifications n'entraînent pas de délais additionnels ni de hausse de coûts pour le **Producteur**.

8. CONCEPTION ET CONSTRUCTION DES *CENTRALES*

Le **Producteur** s'engage à concevoir et à construire les *centrales* selon les règles de l'art et ce, conformément aux *encadrements du Transporteur* applicables et en vigueur au moment de la signature par le **Producteur** d'une demande de raccordement faite conformément aux dispositions des *Tarifs et Conditions*.

Tout équipement ou appareil utilisé dans les *centrales* doit respecter les *encadrements du Transporteur* et les règles applicables dans la province de Québec relatives aux installations de production d'électricité en vigueur au moment de la signature par le **Producteur** d'une demande de raccordement faite conformément aux dispositions des *Tarifs et Conditions*. En l'absence de tels règles ou *encadrements du Transporteur*, le **Producteur** doit convenir avec le **Transporteur** des caractéristiques des équipements qu'il devra respecter pour satisfaire les critères raisonnables de fiabilité et de sécurité établis par le **Transporteur**.

Pendant les périodes de conception et de construction des *centrales* et au cours de leur exploitation, le **Producteur** fournit, à ses frais et conformément aux *encadrements du Transporteur*, toute information requise par le **Transporteur** en rapport avec les équipements des *centrales*.

Le **Producteur** doit remettre au **Transporteur** copie des plans et devis (version préliminaire, version finale, « approuvé pour construction » et « Tel que construit ») des équipements électriques.

9. EXPLOITATION DES *CENTRALES*

9.1 Exploitation des *centrales*

Le **Producteur** et le **Transporteur** doivent établir, préalablement à la *mise en service* des *centrales*, une instruction commune d'exploitation pour chacune des *centrales*.

Le **Producteur** doit exploiter les *centrales* conformément aux exigences du coordonnateur de la fiabilité du réseau de transport et aux *encadrements du Transporteur* applicables et à leur instruction commune d'exploitation prévue au paragraphe précédent, de façon à ne pas perturber le réseau du **Transporteur** et à ne pas nuire aux autres clients du **Transporteur**.

Le **Producteur** doit maintenir en service tous les automatismes et les protections des *centrales* installés à la demande du **Transporteur** et ne peut modifier les réglages ou les caractéristiques de ces équipements sans avoir obtenu au préalable une acceptation écrite du **Transporteur**.

Le **Producteur** doit fournir au **Transporteur** la puissance active et réactive selon les consignes fournies par le coordonnateur de la fiabilité du réseau de transport et selon les caractéristiques des alternateurs des *centrales*.

Lorsque le **Transporteur** requiert que des modifications soient apportées aux réglages des automatismes des *centrales* installés à sa demande, le **Transporteur** devra le signifier par écrit au **Producteur** qui devra effectuer les correctifs requis.

9.2 Essais pour confirmer les caractéristiques électriques des équipements de production lors de la *mise en service* de chaque *centrale*

Le **Producteur** doit planifier et réaliser, lors de la *mise en service* et dans la mesure où les conditions d'exploitation de la *centrale* le permettent, les essais requis conformément aux exigences techniques prévues à l'annexe II et aux procédures de *mise en service* du **Transporteur** afin de permettre la validation des caractéristiques électriques émises et utilisées lors des études de planification et d'exploitation pour la modélisation des équipements de production.

Le **Transporteur** pourra assister à ces essais effectués chez le **Producteur**, lequel avisera le **Transporteur**, dans un délai raisonnable, des dates prévues pour ces essais. Nonobstant ce qui précède, le **Transporteur** ne pourra pas assister à ces essais chez le **Producteur** si la présence du **Transporteur** occasionne un délai, coût ou tout autre inconvénient pour le **Producteur**.

9.3 Vérification de l'état des réglages des automatismes et des protections

Le **Producteur** doit fournir au **Transporteur**, conformément aux *encadrements du Transporteur* applicables, un rapport de vérification de tous les réglages des automatismes et des protections des *centrales* installés à la demande du **Transporteur** dans les quatre-vingt-dix (90) *jours ouvrables* suivant la réception de la demande écrite du **Transporteur** à cet effet.

Le **Transporteur** pourra assister à ces vérifications effectuées chez le **Producteur**, lequel avisera le **Transporteur**, dans un délai raisonnable, des dates prévues pour ces vérifications. Nonobstant ce qui précède, le **Transporteur** ne pourra pas assister à ces vérifications chez le **Producteur** si la présence du **Transporteur** occasionne un délai, coût ou tout autre inconvénient pour le **Producteur**.

9.4 Formation du personnel

Le **Producteur** doit, à ses frais, donner une formation adéquate à son personnel pour l'exploitation des *centrales* de façon à le rendre apte à assumer les tâches types énoncées au descriptif de tâches de l'emploi « Opérateur de centrale ».

9.5 Stratégies de production

Le **Producteur** doit fournir au **Transporteur** des stratégies de production permettant au **Transporteur** de réaliser, selon les modalités convenues entre les deux parties, le programme intégré pour la zone de réglage du Québec.

10. MAINTENANCE ET INDISPONIBILITÉS

10.1 Programme de maintenance

Le **Transporteur** doit, à la demande du **Producteur**, lui fournir (i) la liste de tous les équipements dont le retrait pourrait avoir un impact sur l'exploitation des *centrales*, et (ii) son programme de maintenance annuel desdits équipements.

Le **Producteur** doit préparer un programme de maintenance annuel pour les équipements dont un défaut de fonctionnement pourrait nuire à la sécurité ou perturber le fonctionnement du réseau du **Transporteur** pendant la durée de la présente entente et ce, en respectant les *encadrements du Transporteur* applicables émis par le **Transporteur** à cet effet.

Le **Producteur** doit, dans les meilleurs délais, fournir au **Transporteur** les documents attestant que les vérifications et les travaux de maintenance ont été effectués.

Le **Transporteur** pourra assister à ces vérifications effectuées chez le **Producteur**, lequel avisera le **Transporteur**, dans un délai raisonnable, des

dates prévues pour ces vérifications. Nonobstant ce qui précède, le **Transporteur** ne pourra pas assister à ces vérifications chez le **Producteur** si la présence du **Transporteur** occasionne un délai, coût ou tout autre inconvénient pour le **Producteur**.

10.2 Coordination des programmes de maintenance

Le **Producteur** et le **Transporteur** doivent coordonner annuellement la programmation de leur maintenance respective selon les mécanismes d'échange d'informations convenus entre les parties, et en faire une révision périodique au cours de l'année.

10.3 Rapport d'événements et d'indisponibilité

Le **Producteur** doit remettre au **Transporteur** un rapport des événements survenus dans les *centrales* affectant le réseau du **Transporteur** selon les modalités convenues entre les deux parties.

11. SUSPENSION DE L'ENTENTE

Le **Transporteur** peut suspendre la présente entente relativement à la *centrale* en défaut et refuser la synchronisation des équipements de production de cette *centrale* à son réseau de transport dans les situations suivantes :

- a) la *centrale* a été raccordée ou l'appareillage de production d'électricité a été synchronisé au réseau du **Transporteur** sans l'autorisation de ce dernier ;
- b) le réseau local ou régional du **Transporteur** est perturbé de façon telle que le **Transporteur** ne peut en assurer l'intégrité à cause d'un problème résultant de l'exploitation de la *centrale* ;
- c) le **Producteur** remplace, modifie ou altère, sans l'accord du **Transporteur**, tout appareil ou pièce d'équipement à la *centrale* qui aurait pour effet que le **Transporteur** ne puisse plus exploiter son réseau de façon fiable, sécuritaire ou ne puisse plus maintenir la même qualité de service à sa clientèle ;
- d) le **Producteur** est en défaut de respecter son obligation prévue à l'article 24;
- e) le **Producteur** ne rembourse pas au **Transporteur**, conformément aux dispositions des présentes, les *frais d'intégration* excédant les montants maximaux prévus aux *Tarifs et Conditions* ou ne respecte pas son engagement prévu à l'article 26 ;
- f) le **Producteur** est en défaut de fournir au **Transporteur** les renseignements et documents raisonnablement exigibles en vertu de l'article 16, ou fournit des renseignements substantiels erronés, ou les renseignements et documents fournis

ne permettent pas au **Producteur** de rencontrer ses obligations découlant de la présente entente ;

- g) les équipements de la *centrale* ne sont pas matériellement conformes aux *encadrements du Transporteur*, tel que prévu à l'article 8 ;
- h) le **Producteur** est en défaut majeur d'exploiter la *centrale* selon les *encadrements du Transporteur* ou de faire la maintenance de la *centrale* selon les règles de l'art ;
- i) le **Producteur** refuse l'accès à la *centrale* aux représentants du **Transporteur** prévu à l'article 13.

Pour les cas prévus aux paragraphes a), b), c) et d) du présent article, le **Transporteur** peut exercer son droit de suspendre la présente entente sans préavis mais doit faire part, promptement et par écrit, au **Producteur** (i) des raisons ayant justifié cette suspension et (ii) des frais directs engagés par l'interruption et ceux prévus pour le rétablissement du service de transport d'électricité.

Pour les cas prévus aux paragraphes e), f), g), h) et i) du présent article, lorsque le **Transporteur** a l'intention de suspendre la présente entente, il en avise le **Producteur** par écrit, au moins dix (10) *jours ouvrables* à l'avance, en indiquant la raison de son intention. Si le **Producteur** n'a pas corrigé la cause mentionnée dans l'avis écrit avant la fin du délai applicable, le **Transporteur** peut exercer son droit de suspendre l'entente jusqu'à ce que la cause mentionnée dans l'avis soit corrigée.

Le droit du **Transporteur** de suspendre l'entente en vertu du présent article cesse dès que le **Producteur** a remédié à la situation ayant justifié la suspension, ou que les parties ont convenu par écrit d'un délai raisonnable pour y remédier lorsque cela est possible, et qu'il a payé au **Transporteur** les frais directs engagés par l'interruption et ceux prévus pour le rétablissement du service de transport d'électricité.

12. REMBOURSEMENT PAR LE PRODUCTEUR DU COÛT DES TRAVAUX ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR EN CAS D'ABANDON DU PROJET

12.1 En cas d'abandon de projet

Dans le cas où le projet de *mise en exploitation* des *centrales* est abandonné ou est présumé abandonné par le **Producteur** pour quelque raison que ce soit, le **Producteur** remboursera au **Transporteur**, dans un délai de soixante (60) jours de la réception d'une demande à cet effet par le **Transporteur**, (i) les *frais d'intégration* encourus jusqu'à la date de l'abandon, (ii) le coût de démantèlement des équipements appartenant au **Transporteur** duquel est soustrait la valeur de récupération des équipements, et (iii) les frais financiers afférents à ces frais et coûts encourus par le **Transporteur** (les « **Dépenses** »).

Le projet du **Producteur** sera présumé abandonné si la *mise sous tension initiale* n'a pas eu lieu à l'intérieur d'un délai de vingt-quatre (24) mois de la date prévue pour la *mise sous tension initiale* ou de la date reportée à la demande du **Producteur**. Constitue également une présomption d'abandon du projet, la suspension indéfinie de la *mise en exploitation des centrales*.

Le **Producteur** peut, sous réserve des conditions prévues à l'article 23, reporter la date de *mise sous tension initiale*. Dans ce cas, le **Producteur** devra rembourser au **Transporteur** l'excédent des frais financiers qui en découlent.

12.2 En cas de refus de la Régie

Dans le cas où la *Régie* refuse d'autoriser l'ensemble du projet, le **Producteur** remboursera les Dépenses au **Transporteur** de la même façon et selon les mêmes modalités que celles prévues au paragraphe 12.1. Dans le cas d'un refus partiel de la *Régie*, le **Producteur** ne remboursera que les Dépenses non autorisées par la *Régie*.

13. DROIT D'ACCÈS

Le **Transporteur** a le droit d'accéder en tout temps raisonnable à la propriété du **Producteur** aux fins d'inspection, de vérification ou de dépannage des équipements qui sont sous la responsabilité du **Transporteur**.

Lorsque des questions de sécurité des personnes et du réseau du **Transporteur** sont en cause, le **Transporteur** a accès en tout temps, sans autre formalité.

14. RESPONSABILITÉ EN CAS DE DOMMAGES

Ni le **Transporteur**, ni le **Producteur** ne peuvent être tenus responsables l'un par rapport à l'autre des dommages et pertes causés à eux-mêmes, à leur personnel ou à leurs biens respectifs lors de l'exploitation des *centrales* ou résultant de variations de tension ou de fréquence, d'interruptions, de perturbations, de défaillances mécaniques, du mauvais fonctionnement des moyens de communication ou de tout autre événement de même nature qui se produit sur le réseau du **Transporteur**, d'interruption de livraison ou de réception d'électricité, y compris les interruptions aux fins de maintenance, de réparations, de modifications, pour fin de réseau ou de sécurité publique.

Dans le cas où une tierce partie poursuit le **Transporteur** ou le **Producteur** pour des dommages corporels, matériels ou autres, le **Transporteur** et le **Producteur** assument leur propre défense, les coûts afférents et le montant de toute condamnation qui leur est imputable en capital, intérêts et dépens.

15. FORCE MAJEURE

Pour les fins de la présente entente, l'expression « force majeure » signifie tout événement extérieur, imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une partie qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette partie de toutes ou d'une partie de ses obligations en vertu des présentes; sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, terrorisme, rébellion, épidémie, foudre, tremblement de terre, verglas, inondation, incendie et explosion.

La partie affectée par un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. La force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

L'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

16. REMISE DE DOCUMENTS ET AUTRES INFORMATIONS

Le **Producteur** fournit, à ses frais, toute information raisonnablement requise par le **Transporteur**.

En plus des engagements de remise de documents par le **Producteur** au **Transporteur** prévus ailleurs aux présentes, une partie doit fournir, à ses frais, à l'autre partie, tous les documents techniques raisonnablement requis et nécessaires à l'exécution de la présente entente.

17. AVIS, COMMUNICATIONS URGENTES ET REPRÉSENTANTS

17.1 Avis

Tout avis, demande, facture, acceptation, approbation ou tout autre document établi en vertu des présentes doit, sauf si autrement spécifié, être fait par écrit et est valablement exécuté s'il est livré de main à main à son destinataire, mis à la poste sous pli recommandé, ou expédié par télécopieur ou électroniquement aux adresses indiquées à l'article 27.

Tout document est réputé avoir été reçu lors de sa livraison s'il est livré de main à main, le *jour ouvrable* suivant son envoi s'il est transmis par télécopieur ou électroniquement, ou le quatrième *jour ouvrable* suivant sa mise à la poste, s'il est mis à la poste sous pli recommandé, selon le cas.

Si l'un des modes de livraison prévus aux présentes est interrompu, les parties doivent utiliser tout autre mode de livraison propre à assurer que tout document soit livré au destinataire dans les meilleurs délais possibles.

Chaque partie doit aviser l'autre partie de la façon prévue aux présentes de tout changement de représentant ou d'adresse.

17.2 Communications urgentes

Les communications urgentes relatives à l'exploitation et à la maintenance des *centrales* doivent être faites verbalement et directement avec le centre de téléconduite désigné par le **Transporteur** tel que convenu entre les deux parties. Le **Producteur** doit désigner la ou les personnes compétentes accessibles en tout temps lors de situations d'urgence.

17.3 Représentants

Chaque partie peut désigner un représentant pour certaines fins spécifiques reliées à l'exécution de la présente entente.

18. APPROBATION ET EXIGENCES DU TRANSPORTEUR

Tout accord conclu en vertu de la présente entente, exigence, inspection, vérification, réception de rapports ou tout geste de supervision générale effectué par le **Transporteur** dans le cadre de la présente entente a pour objet uniquement d'assurer la sécurité et le bon fonctionnement du réseau du **Transporteur**. Il ne constitue pas et ne doit pas être interprété comme constituant une évaluation ni une garantie par le **Transporteur** de la valeur fonctionnelle, du rendement ou de la sécurité des *centrales*, ni de la conformité à toute disposition législative ou règlement applicable.

19. CONVENTIONS PRÉALABLES ET MODIFICATIONS

Toutes communications antérieures écrites ou verbales entre les parties au sujet de la présente entente sont par les présentes abrogées et cette entente constitue l'accord unique et complet intervenu entre les parties à cet égard.

Toute modification à la présente entente ne peut être faite que du consentement écrit des deux parties.

20. AJUSTEMENT POUR TAXES

Nonobstant toute clause à l'effet contraire dans la présente entente, toutes taxes, redevances, droits ou cotisations de quelque nature que ce soit émanant d'une loi ou d'un règlement du Québec ou du Canada, ou de toutes ordonnances ou décisions d'un organisme réglementaire (collectivement désignés la « **Loi** »), qui incombent alors au

Transporteur et qui ont pour effet d'augmenter, diminuer ou modifier de quelque façon que ce soit les *frais d'intégration* entraîneront un ajustement des *frais d'intégration*.

Dans le cas où, suite à l'ajustement des *frais d'intégration*, les *frais d'intégration* ne dépassent pas le montant maximal pouvant être assumé par le **Transporteur** prévu à l'Appendice J des *Tarifs et Conditions*, les parties modifieront (à la hausse ou à la baisse, selon le cas) l'engagement du **Producteur** prévu à l'article 26 en fonction des *frais d'intégration* ajustés.

Dans le cas où les *frais d'intégration* dépassent le montant maximal devant être assumé par le **Transporteur** prévu à l'Appendice J des *Tarifs et Conditions*, et que le paiement complet de l'excédent n'a pas encore été fait par le **Producteur**, le **Producteur** s'engage à payer au **Transporteur**, suite à un ajustement des *frais d'intégration* à la hausse, toutes sommes dues au-delà du montant maximal prévu à l'Appendice J des *Tarifs et Conditions* dans un délai raisonnable convenu entre les parties, et le **Transporteur** s'engage à rembourser au **Producteur**, suite à un ajustement des *frais d'intégration* à la baisse, toutes sommes dues au-delà du montant maximal prévu à l'Appendice J des *Tarifs et Conditions* dans les trente (30) *jours ouvrables* de la date d'entrée en vigueur de la Loi.

21. LOIS APPLICABLES

La présente entente est régie par les lois en vigueur dans la province de Québec et par les *Tarifs et Conditions*.

22. SUCESSEURS ET AYANTS CAUSE

La présente entente lie les successeurs et ayants cause autorisés des parties.

DEUXIÈME PARTIE CLAUSES PARTICULIÈRES

23. DATE PRÉVUE POUR LA *MISE SOUS TENSION INITIALE*

À la date de signature de la présente entente, la *mise sous tension initiale* de chacune des *centrales* en vue de réaliser les essais est prévue pour:

Centrale de la Romaine-1 : le 1^{er} avril 2016;

Centrale de la Romaine-2 : le 15 mai 2014;

Centrale de la Romaine-3 : le 1^{er} mars 2017;

Centrale de la Romaine-4 : le 1^{er} avril 2020.

La date prévue de la *mise sous tension initiale* à la *centrale Romaine-2* correspond à la date de livraison de la ligne RO-2/Arnaud et de la mise sous tension du transformateur T21.

Le **Producteur** doit, conformément à l'article 5.1, confirmer au **Transporteur** la date prévue de la *mise sous tension initiale* pour chacune des *centrales*.

Le **Producteur** doit aviser le **Transporteur** par écrit, dans un délai raisonnable, de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement cette date, et dans ce cas, doit démontrer au **Transporteur** qu'il a pris les mesures nécessaires pour établir une nouvelle date de *mise sous tension initiale* dans un délai raisonnable et que les parties ont convenu d'une entente écrite sur les conditions du report.

24. PUISSANCE MAXIMALE D'INJECTION AU *POINT DE RACCORDEMENT*

La puissance maximale injectée au réseau du **Transporteur** en régime permanent au *point de raccordement* est de 270 MW pour la *centrale de la Romaine-1*, de 640 MW pour la *centrale de la Romaine-2*, de 395 MW pour la *centrale de la Romaine-3* et de 245 MW pour la *centrale de la Romaine-4*. Sauf (i) en condition exceptionnelle d'exploitation, et (ii) lors des essais annuels de puissances active (MW) et réactive (MVAR) maximales, le **Producteur** ne peut dépasser la puissance maximale d'injection au *point de raccordement* sans avoir préalablement obtenu l'autorisation écrite du **Transporteur**.

La valeur de la puissance maximale d'injection au *point de raccordement* pourra être modifiée à la hausse selon les résultats des essais effectués lors de la *mise en service* de la *centrale*, ou lors des essais annuels de puissance active (MW) et réactive (MVAR) maximales, selon la procédure générale établie dans les directives d'exploitation et ce, à la suite d'une demande écrite du **Producteur** et après autorisation écrite du

Transporteur. Cette valeur de puissance modifiée à la hausse peut faire l'objet d'une étude d'intégration pour un accroissement de puissance si cette hausse constitue une modification substantielle à la demande d'intégration. Si tel est le cas, le **Producteur** devra faire une nouvelle demande complète d'intégration pour un accroissement de puissance tel que prévu aux *Tarifs et Conditions*.

25. CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité devant être injectée au réseau du **Transporteur** par le **Producteur** en vertu de la présente entente est en courant alternatif triphasé ayant une fréquence nominale de 60 hertz et une tension nominale de 13,8 kV pour la *centrale de la Romaine-1*, la *centrale de la Romaine-3* et la *centrale de la Romaine-4*, et de 18,0 kV pour la *centrale de la Romaine-2*.

Les variations de fréquence et de tension pouvant survenir sur le réseau sont indiquées dans les exigences techniques apparaissant à l'annexe II.

26. ENGAGEMENT DU PRODUCTEUR POUR COUVRIR LES *FRAIS D'INTÉGRATION*

Conformément au paragraphe 6.1e), le **Producteur** se prévaut de l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 des *Tarifs et Conditions*.

Les *frais d'intégration* assumés par le **Transporteur** sont, conformément aux dispositions des *Tarifs et Conditions*, majorés (i) d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur 20 ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et (ii) des taxes applicables en vertu des *Tarifs et Conditions*, lequel correspond, en date des présentes, à un montant total estimé à 1 097 936 300 \$. Pour fins de clarté, en date des présentes, le montant total estimé à 1 097 936 300 \$ correspond à la somme des montants estimés suivants :

- (i) 923 800 000 \$, lequel montant représente une estimation des *frais d'intégration* assumés par le **Transporteur** tel qu'il appert à l'annexe III B) ;
- (ii) 138 570 000 \$, lequel correspond à la majoration de 15 % susmentionnée ; et
- (iii) 35 566 300 \$, lequel correspond à la majoration de 3,85 % pour tenir compte de la taxe sur les services publics (TSP).

Conformément aux dispositions des *Tarifs et Conditions*, dans le cas où le complexe hydroélectrique de la Romaine est retenu, en totalité ou en partie, par Hydro-Québec Distribution comme source d'approvisionnement en électricité, l'engagement du **Producteur** pour couvrir les *frais d'intégration* sera réduit dans une proportion égale à la quantité de MW retenue par Hydro-Québec Distribution et ce, en tenant compte de la date où la production est retenue par Hydro-Québec Distribution.

27. ADRESSES DES PARTIES POUR LES AVIS

a) Le **Transporteur**:

Nom: Marie-Claude Lalande
Titre: Chef Commercialisation et gouvernance
Adresse: **Hydro-Québec TransÉnergie**
Complexe Desjardins, C.P. 10 000
Tour de l'Est, 19^e étage
Montréal (Québec) **H5B 1H7**
Téléphone: (514) 879-6223
Télécopieur: (514) 879-4685
Courrier électronique: lalande.marie-claude@hydro.qc.ca

b) Le **Producteur** :

Nom: Louise Pelletier
Titre: Directrice principale Projets de développement et production nucléaire
Adresse: **Hydro-Québec Production**
75 boulevard René-Lévesque ouest, 17^e étage
Montréal (Québec) **H2Z 1A4**
Téléphone: (514) 289-4217
Télécopieur: (514) 289-2779
Courrier électronique: pelletier.louise@hydro.qc.ca

et:

Nom: Christian G. Brosseau
Titre: Vice-président Marchés de gros
Adresse: **Hydro-Québec Production**
75 boulevard René-Lévesque ouest, 18^e étage
Montréal (Québec) **H2Z 1A4**
Téléphone: (514) 289-5243
Télécopieur: (514) 289-5484
Courrier électronique: brosseau.christian@hydro.qc.ca

Avec copie à:

Nom: Daniel Rivard
Titre: Vice-président Exploitation des équipements de production
Adresse: **Hydro-Québec Production**
75 boulevard René-Lévesque ouest, 10^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Téléphone: (514) 289-5793
Télécopieur: (514) 289-5797
Courrier électronique: rivard.daniel@hydro.qc.ca

EN FOI DE QUOI, les parties ont signé la présente entente à la date et au lieu mentionnés en tête des présentes.

Hydro-Québec TransÉnergie

Par: _____
Marie-Claude Lalande
Chef Commercialisation et
gouvernance

Hydro-Québec Production

Par: _____
Louise Pelletier
Directrice principale Projets de
développement et production nucléaire

Par: _____
Christian G. Brosseau
Vice-président Marchés de gros

ANNEXE I

DESCRIPTION SOMMAIRE DES *CENTRALES*

A) **Emplacement des *centrales* :**

Centrale de la Romaine-1

La *centrale de la Romaine-1* est située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre sur la Côte-Nord, à environ 53 km de l'embouchure de la rivière La Romaine.

Centrale de la Romaine-2

La *centrale de la Romaine-2* est située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre sur la Côte-Nord, à environ 90 km de l'embouchure de la rivière La Romaine.

Centrale de la Romaine-3

La *centrale de la Romaine-3* est située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre sur la Côte-Nord, à environ 158 km de l'embouchure de la rivière La Romaine.

Centrale de la Romaine-4

La *centrale de la Romaine-4* est située au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre sur la Côte-Nord, à environ 192 km de l'embouchure de la rivière La Romaine.

B) **Puissance maximale d'injection au *point de raccordement* et tension nominale du réseau :**

Centrale de la Romaine-1

Tension nominale du réseau auquel la <i>centrale</i> est raccordée :	315 kV
Puissance maximale d'injection au <i>point de raccordement</i> (ou puissance maximale à transporter sur le réseau) :	270 MW

Centrale de la Romaine-2

Tension nominale du réseau auquel la <i>centrale</i> est raccordée :	315 kV
Puissance maximale d'injection au <i>point de raccordement</i> (ou puissance maximale à transporter sur le réseau) :	640 MW

Centrale de la Romaine-3

Tension nominale du réseau auquel la <i>centrale</i> est raccordée :	315 kV
Puissance maximale d'injection au <i>point de raccordement</i> (ou puissance maximale à transporter sur le réseau) :	395 MW

Centrale de la Romaine-4

Tension nominale du réseau auquel la <i>centrale</i> est raccordée :	315 kV
Puissance maximale d'injection au <i>point de raccordement</i> (ou puissance maximale à transporter sur le réseau) :	245 MW

C) **Systèmes mécaniques et électriques :**

Groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-1:*

Nombre :	2
Puissance nominale de l'alternateur :	135 MW (température de l'eau de refroidissement à 15°C)
Facteur de puissance surexcité :	0,90
Tension nominale :	13,8 kV
Type de turbine :	Hydraulique - Type Francis
Type d'alternateur :	Synchrone
Constante d'inertie minimale :	2,94 kW-sec/kVA
Régulateur de vitesse :	Oui
Type d'excitation :	Statique
Tension de plafond d'excitation :	± 10 p.u.
Type de stabilisateur (PSS ou MB-PSS ou Autres) :	MB-PSS

Groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-2:*

Nombre :	2
Puissance nominale de l'alternateur :	320 MW (température de l'eau de refroidissement à 15°C)
Facteur de puissance surexcité :	0,90
Tension nominale :	18,0 kV
Type de turbine :	Hydraulique - Type Francis
Type d'alternateur :	Synchrone
Constante d'inertie minimale :	4,0 kW-sec/kVA
Régulateur de vitesse :	Oui
Type d'excitation :	Statique
Tension de plafond d'excitation :	$\pm 13,2$ p.u.
Type de stabilisateur (PSS ou MB-PSS ou Autres) :	MB-PSS

Groupe turbine-alternateur de la centrale de la Romaine-3:

Nombre :	2
Puissance nominale de l'alternateur :	197,5 MW (température de l'eau de refroidissement à 15°C)
Facteur de puissance surexcité :	0,90
Tension nominale :	13,8 kV
Type de turbine :	Hydraulique - Type Francis
Type d'alternateur :	Synchrone
Constante d'inertie minimale :	3,19 kW-sec/kVA
Régulateur de vitesse :	Oui
Type d'excitation :	Statique
Tension de plafond d'excitation :	± 10 p.u.
Type de stabilisateur (PSS ou MB-PSS ou Autres) :	MB-PSS

Groupe turbine-alternateur de la centrale de la Romaine-4:

Nombre :	2
Puissance nominale de l'alternateur :	122,5 MW (température de l'eau de refroidissement à 15°C)
Facteur de puissance surexcité :	0,90
Tension nominale :	13,8 kV
Type de turbine :	Hydraulique - Type Francis
Type d'alternateur :	Synchrone
Constante d'inertie minimale :	2,85 kW-sec/kVA
Régulateur de vitesse :	Oui
Type d'excitation :	Statique
Tension de plafond d'excitation :	± 10 p.u.
Type de stabilisateur (PSS ou MB-PSS ou Autres) :	MB-PSS

D) Liste des *services complémentaires* fournis par les centrales :

• Réglage de tension	Oui	
• Réglage de fréquence	Oui	
• Maintien de la réserve tournante (stab)	Oui	
• Maintien de la réserve tournante (syn)	Oui	
• Maintien de la réserve arrêtée	Oui	
• Remise en charge		Non
• Réglage de la production	Oui	
• Stabilisation du réseau	Oui	
• Réglage de la vitesse	Oui	
• Adaptation aux conditions climatiques	Oui	
• Maintien de la production minimale	Oui	
• Adaptation aux conditions de transport	Oui	

E) Représentants désignés pour la coordination technique :

	<u>Avant la mise sous tension initiale</u>	<u>Après la mise sous tension initiale</u>
Transporteur	Chef, Planification et stratégies du réseau principal Direction Planification des actifs et expertise transport	Chef, Installations Transport Manicouagan Est Direction principale Transport Nord-Est
Producteur	Chef Planification des projets de production Direction Projets de développement et production nucléaire	Chef centrales La Romaine et projets de développement Production Manicouagan Vice-présidence Exploitation des équipements de production

ANNEXE II

EXIGENCES TECHNIQUES, CODES ET AUTRES ENCADREMENTS APPLICABLES

A) Exigences techniques pour la conception des *centrales*

- EXIGENCES TECHNIQUES DU TRANSPORTEUR RELATIVES AU RACCORDEMENT DES CENTRALES ÉLECTRIQUES AU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC

http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/exigence_raccordement.pdf

- CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES GÉNÉRALES (C.E.G.) DU GROUPE ÉTUDE DE RÉSEAU ET CRITÈRES DE PERFORMANCE
- EXIGENCES « BESOINS NORMALISÉS EN EXPLOITATION » (BENEX) APPLIQUÉES DANS LA PRATIQUE COURANTE

B) Code pour l'exploitation de la *centrale*

- CODE D'EXPLOITATION C.11-01 (novembre 1993)

Le **Transporteur** doit établir en collaboration avec le **Producteur** et rendre disponible les nouveaux codes d'exploitation applicables à la *centrale* et les mises à jour du BENEX.

C) Code pour la sécurité des travaux

- CODE DE SÉCURITÉ DES TRAVAUX – Lignes de transport (avril 2002)
- CODE DE SÉCURITÉ DES TRAVAUX – Postes (avril 2002)
- CODE DE SÉCURITÉ DES TRAVAUX – Centrales (avril 2002)

E) Qualité de l'onde

- CARACTÉRISTIQUES ET CIBLES DE QUALITÉ DE LA TENSION FOURNIE PAR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC (15 juin 1999)

À l'exception des documents qui sont émis spécifiquement pour le cas présent, tous les autres documents sont disponibles sur le site Internet du **Transporteur** sous la rubrique **Profil/HQ TransÉnergie/Raccordement au réseau** à l'adresse:

http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/producteurs_prives.html

ANNEXE III

TRAVAUX D'INTÉGRATION, COÛT ET ÉCHÉANCIER

A) DESCRIPTION DES TRAVAUX D'INTÉGRATION

Les *postes de départ* des *centrales* sont constitués de plusieurs postes de transformation et de sectionnement qui ne sont pas tous localisés au même endroit et dans un même bâtiment. Les différentes installations ainsi que tout l'appareillage et les lignes reliant entre eux les postes de transformation et de sectionnement constituent le *poste de départ* de chaque *centrale*.

Poste de départ de la Romaine-1

Le *poste de départ de la Romaine-1* comprendra un poste de transformation constitué de deux (2) transformateurs 13,8/ 325 kV de 160 MVA chacun à refroidissement du type OFAF. Ces transformateurs seront installés sur le tablier de la *centrale de la Romaine-1* et seront raccordés à la *centrale de la Romaine-1* à l'aide de barres blindées 13,8 kV. La ligne aérienne de 315 kV reliant le poste de transformation au poste de sectionnement de la Romaine-1 fait aussi partie de l'installation du **Transporteur**.

Le poste de sectionnement de la Romaine-1 sera construit à environ 450 mètres de la *centrale de la Romaine 1* et contiendra les appareils de sectionnement à 315 kV requis pour la manœuvre des transformateurs, la synchronisation des alternateurs et le raccordement des équipements du **Transporteur** au réseau. Ce poste contiendra un transformateur 161-315 kV ainsi qu'un raccordement sur une ligne biterne à 161 kV reliant le réseau de la Côte-Nord.

Ligne Romaine-1, Romaine-2

Le projet d'intégration des *centrales* demande l'ajout d'une nouvelle ligne monoterne à 315 kV sur pylône d'acier d'une longueur d'environ 28 km entre le *poste de départ de la Romaine-1* et le *poste de départ de la Romaine-2*. Cette ligne sera réalisée dans une nouvelle emprise sur des terres entièrement publiques.

Ligne Romaine-1, réseau existant

Le projet d'intégration des *centrales* demande l'ajout d'une nouvelle ligne biterne à 161 kV sur pylône d'acier d'une longueur d'environ 13 km entre le *poste de la Romaine-1* et le réseau existant à 161 kV le long de la route 138. Cette ligne sera réalisée dans une nouvelle emprise sur des terres entièrement publiques. Cette ligne sera d'abord prévue pour l'alimentation des chantiers du complexe La Romaine. À la *mise en service* de la *centrale de la Romaine-1*, cette ligne sera utilisée pour le raccordement de la *centrale de la Romaine-1* au réseau 161 kV régional.

Poste de départ de la Romaine-2

Le *poste de départ de la Romaine-2* constitué de deux (2) transformateurs 18,0/ 325 kV de 400 MVA chacun à une température de l'air ambiant de 30°C, installés sur le tablier aval de la *centrale de la Romaine-2* et seront raccordés à la *centrale de la Romaine-2* à l'aide de barres blindées 18,0 kV.

De plus, l'installation du **Transporteur** comprendra :

Un poste de sectionnement (nommé poste des Murailles) qui sera construit à environ 100 mètres de la *centrale de la Romaine-2* et qui contiendra les appareils de sectionnement à 315 kV requis pour la manœuvre des transformateurs et la synchronisation des alternateurs.

Le poste de sectionnement de la Romaine-2 construit à environ 1 400 mètres de la *centrale de la Romaine-2* contiendra des appareils de sectionnement à 315 kV requis pour le raccordement des équipements du **Transporteur** au réseau. Le raccordement aérien à 315 kV reliant ce poste au poste satellite fera aussi partie de l'installation du **Transporteur**.

Ligne Arnaud, Romaine-2

Le projet d'intégration des *centrales* demande l'ajout d'une nouvelle ligne monoterne à 735 kV mais exploitée à 315 kV sur pylône d'acier entre le *poste de départ de la Romaine-2* et le poste Arnaud. Cette ligne d'une longueur d'environ 262 km sera réalisée dans une nouvelle emprise de 150 mètres sur des terres principalement publiques.

Poste de départ la Romaine-3

Le *poste de départ de la Romaine-3* constitué de deux (2) transformateurs 13,8/ 325 kV de 240 MVA chacun à une température de l'air ambiant de 30°C seront installés sur le tablier de la *centrale de la Romaine-3* et seront raccordés à la *centrale de la Romaine-3* à l'aide de barres blindées 13,8 kV. La ligne aérienne de 315 kV reliant le poste de transformation au poste de sectionnement de la Romaine-3 fait également partie de l'installation du **Transporteur**.

Le poste de sectionnement de la Romaine-3 sera construit à environ 250 mètres de la *centrale de la Romaine-3* et contiendra les appareils de sectionnement à 315 kV requis pour la manœuvre des transformateurs.

Ligne Romaine-3, Romaine-4

Le projet d'intégration des *centrales* demande l'ajout d'une nouvelle ligne monoterne à 735 kV mais exploitée à 315 kV sur pylône d'acier entre le *poste de départ de*

Romaine-3 et le *poste de départ de la Romaine-4*. Cette ligne d'une longueur d'environ 30 km sera réalisée dans une nouvelle emprise de 85 mètres sur des terres entièrement publiques.

Postes de départ de la Romaine-4

Le *poste de départ de la Romaine-4* constitué de deux (2) transformateurs 13,8/ 325 kV de 160 MVA chacun à une température de l'air ambiant de 30°C seront installés sur le tablier de la *centrale de la Romaine-4* et seront raccordés à la *centrale de la Romaine-4* à l'aide de barres blindées 13,8 kV. La ligne aérienne de 315 kV reliant le poste de transformation au poste de sectionnement de la Romaine-4 fait également partie de l'installation du **Transporteur**.

Le poste de sectionnement de la Romaine-4 sera construit à environ 1 500 mètres de la *centrale de la Romaine-4* et contiendra les appareils de sectionnement à 315 kV requis pour la manœuvre des transformateurs, la synchronisation des alternateurs et le raccordement des équipements du **Transporteur** au réseau.

Ligne Montagnais, Romaine-4

Le projet d'intégration des *centrales* demande l'ajout d'une nouvelle ligne monoterne à 735 kV mais exploitée à 315 kV sur pylône d'acier et d'environ 175 km entre le *poste de départ de la Romaine-4* et le poste Montagnais. Cette ligne sera réalisée dans une nouvelle emprise de 150 mètres sur des terres entièrement publiques.

Projets connexes

L'intégration du complexe La Romaine implique des ajouts et des modifications d'équipements sur le réseau de transport principal :

- ◆ ajouts et modifications de compensation série ;
- ◆ ajouts d'inductances et de condensateurs shunt ;
- ◆ modifications de protection ;
- ◆ ajout d'un poste de sectionnement (poste aux Outardes).

B) ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX D'INTÉGRATION

<i>POSTES DE DÉPART</i>	COÛTS ESTIMÉS
Poste de sectionnement et <i>poste de départ de la Romaine-1</i> (161-315 kV) et le poste de transformation (13,8-325 kV) avec la liaison 315 kV entre ces deux postes.	82 689 187 \$

Poste de sectionnement et <i>poste de départ de la Romaine-2</i> (735-315 kV) et le poste de transformation (18,0-325 kV) avec la liaison 315 kV entre le poste de sectionnement et de départ et le poste des Murailles.	124 706 355 \$
Poste de sectionnement et <i>poste de départ de la Romaine-3</i> (315 kV) et le poste de transformation (13,8-325 kV) avec la liaison 315 kV entre ces deux postes.	63 506 855 \$
Poste de sectionnement et <i>poste de départ de la Romaine-4</i> (735-315 kV) et le poste de transformation (13,8-325 kV) avec la liaison 315 kV entre ces deux postes.	174 530 291 \$
TOTAL DES COÛTS ESTIMÉS DES <i>POSTES DE DÉPART</i> :	445 432 688\$
Ligne L1652 (Havre St-Pierre) Romaine-1 à 161 kV	11 925 200 \$
Ligne biterne à 315 kV ligne Romaine-1/Romaine-2 de 28,2 km	34 187 730 \$
Ligne monoterne à 735 kV (mais sera exploitée à 315 kV) ligne Arnaud/Romaine-2 de 262 km	429 373 413 \$
Ligne monoterne à 735 kV (mais sera exploitée à 315 kV) ligne Romaine-3/Romaine-4 de 30 km	92 284 550 \$
Ligne monoterne à 735 kV (mais sera exploitée à 315 kV) ligne Montagnais/Romaine-4 de 175 km	330 546 480 \$
Poste Outardes	158 778 800 \$
Poste Arnaud	32 582 040 \$
Poste Montagnais	11 368 880 \$
Projets connexes	221 758 649 \$
TOTAL DES COÛTS ESTIMÉS POUR LES <i>TRAVAUX D'INTÉGRATION</i> (EXCLUANT LE COÛT ESTIMÉ DES <i>POSTES DE DÉPART</i>):	1 322 805 742\$
Ajouts au réseau de télécommunications	73 905 958 \$
TOTAL DES COÛTS ESTIMÉS POUR L'ENSEMBLE DU PROJET :	<u>1 842 144 388 \$</u>
EXCÉDENTS ESTIMÉS ASSUMÉS PAR LE PRODUCTEUR:	918 344 388 \$
TOTAL DES COÛTS ESTIMÉS DES <i>TRAVAUX D'INTÉGRATION</i> ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR:	<u>923 800 000 \$</u>

COÛT GLOBAL DES TRAVAUX D'INTÉGRATION

En date des présentes, le coût estimé pour le projet global s'élève à 1 842 144 388 \$. Selon les dispositions prévues aux *Tarifs et Conditions* en date des présentes, le montant maximal pouvant être assumé par le **Transporteur** pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins de l'intégration des *centrales* est de 923 800 000 \$, soit $1\,550\,000 \text{ kW} * 596 \text{ \$/kW}$. L'excédent est donc estimé à 918 344 388\$. Il est à noter que ce dernier inclut l'excédent des *postes de départ*.

Dans le cas où le coût réel global des *travaux d'intégration* exécutés par le **Transporteur** n'excède pas le montant maximal prévu aux *Tarifs et Conditions*, le **Transporteur** recouvrera ses *frais d'intégration* conformément aux modalités prévues à l'article 26.

Le coût estimé pour l'ensemble du projet de 1 842 144 388\$ comprend un montant estimé de 104 000 000 \$ payable par le **Transporteur** et encouru par le **Producteur** pour les besoins du **Transporteur**. Le montant réel encouru par le **Producteur** pour les besoins du **Transporteur** sera établi au plus tard par le **Producteur** dans les six (6) mois suivant la fin des *travaux d'intégration* exécutés par le **Transporteur**.

Conformément aux dispositions prévues à l'article 6.1, le montant estimé de l'excédent à assumer par le **Producteur** est de 918 344 388 \$ et sera révisé au plus tard six (6) mois suivant la fin des *travaux d'intégration* exécutés par le **Transporteur**.

POSTES DE DÉPART

Le coût estimé pour les *postes de départ* s'élève à 445 432 688\$. Selon les dispositions prévues aux *Tarifs et Conditions*, les montants maximaux pouvant être assumés par le Transporteur pour les *postes de départ* sont les suivants :

	Puissance	Coût total estimé	Contribution maximale	Montant autorisé	Contribution du client
Romaine 1	270 MW	82 689 187 \$	83,00 \$/kW	22 410 000 \$	60 279 187 \$
Romaine 2	640 MW	124 706 355 \$	83,00 \$/kW	53 120 000 \$	71 586 355 \$
Romaine 3	395 MW	63 506 855 \$	83,00 \$/kW	32 785 000 \$	30 721 855 \$
Romaine 4	245 MW	174 530 291 \$	116,00 \$/kW	28 420 000 \$	146 110 291 \$
				Total	308 697 688 \$

L'excédent pour les *postes de départ* est donc estimé à 308 697 688 \$. Cet excédent sera révisé par le **Transporteur** et payable par le **Producteur** conformément aux dispositions prévues à l'article 6.1.

C) ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION

Centrale de la Romaine-1

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-1* pour le 31 juillet 2016 et du second pour le 30 septembre 2016, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

Centrale de la Romaine-2

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-2* pour le 15 août 2014 et du second pour le 15 octobre 2014, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

Centrale de la Romaine-3

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-3* pour le 30 juin 2017 et du second pour le 31 août 2017, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

Centrale de la Romaine-4

L'échéancier de réalisation des *travaux d'intégration* a été établi de façon à permettre la *mise en exploitation* du premier groupe turbine-alternateur de la *centrale de la Romaine-4* pour le 30 juillet 2020 et du second pour le 30 septembre 2020, tel que demandé par le **Producteur**. L'échéancier est basé sur les informations techniques fournies par le **Producteur**, dont les principales caractéristiques apparaissent à l'annexe I. Cet échéancier sera révisé si le **Producteur** modifie de façon substantielle les caractéristiques de ses équipements, ou s'il avise le **Transporteur** par écrit de tout événement ou situation susceptible de retarder ou devancer substantiellement l'échéancier.

D) SCHÉMAS

- A04 Séparation du réseau local et principal

Réseau local

- B01 Carte du réseau projeté 6615-20260-013-01-0-PLA
- B02 Schéma de liaison du complexe de la Romaine G241-20150-253-01-G-PL3
- B03 Schéma unifilaire poste à la centrale la Romaine-1 6615-20100-008-01-V-PL1
- B04 Schéma unifilaire poste à la centrale la Romaine-2 6746-20100-008-01-X-PL1
- B05 Schéma unifilaire poste des Murailles 7123-20100-001-01-A-PL4
- B06 Schéma unifilaire poste à la centrale la Romaine-3 6747-20100-012-01-B-PL4
- B07 Schéma unifilaire poste à la centrale la Romaine-4 6748-20100-011-01-N-PL2
- B09 Schéma unifilaire poste Arnaud 0636-20100-045-03-K-PL0
- B10 Schéma unifilaire poste Montagnais 0619-20100-020-01-C-PL2

Réseau Principal

- C01 Carte du réseau 735 kV
- C02 Schéma unifilaire poste aux Outardes 7052-20100-007-01-E-PL2
- C03 Schéma unifilaire poste Duvernay CXC 0679-20100-048-01-D-PL2
- C04 Schéma unifilaire poste Jacques-Cartier CXC 0992-20100-032-01-D-PL1
- C05 Schéma unifilaire poste Saguenay Condensateurs shunt 1105-20100-032-01-0-PL1
- C06 Schéma unifilaire poste Laurentides : Inductance shunt 0223-20100-040-01-0-PL-0
- C07 Schéma unifilaire poste Appalaches : Inductance shunt 2955-20100-007-01-A-PL-1
- C08 Schéma unifilaire poste Rivière-du-Loup : Inductances shunt 0065-20100-025-01-0-PL-0