

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DÉCOULANT DE
L'APPEL D'OFFRES A/O 2013-01**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT	5
3. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT	7
4. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS ET LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DE CONTENUS QUÉBÉCOIS ET RÉGIONAL	7
4.1. Pénalités et dommages liés à la date de début des livraisons	7
4.2. Dommages liés au maintien de la contribution en énergie	8
4.3. Pénalités liées aux contenus régional et québécois	8
5. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS	9
6. RISQUES RÉSIDUELS	9
7. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE	10
7.1. Étape 1 du Processus – exigences minimales	10
7.2. Étape 2 du Processus – classement des soumissions	12
7.2.1. <i>Méthodologie d'évaluation</i>	12
7.2.2. <i>Critère monétaire</i>	13
7.2.3. <i>Critères non monétaires</i>	14
7.2.4. <i>Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions</i>	16
7.3. Étape 3 du Processus – choix de la combinaison optimale	17
7.3.1. <i>Évaluation des synergies en transport</i>	17
7.3.2. <i>Modèle d'optimisation pour la formation des combinaisons</i>	17
7.4. Résultats obtenus	18
8. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN SONT RESPECTÉES.....	19
ANNEXES TECHNIQUES.....	21
ANNEXE TECHNIQUE N° 1 : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2013-01 ..	23
ANNEXE TECHNIQUE N° 2 : RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2	24
ANNEXE TECHNIQUE N° 3 : SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES.....	27

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Projets retenus	6
Tableau 2 : Déploiement des contrats.....	7
Tableau 3 : Critères d'évaluation des soumissions	12
Tableau 4 : Pondération allouée à chaque composante stratégique	15
Tableau 5 : Combinaison retenue C-01	18

1. CONTEXTE

1 Hydro-Québec Distribution (le « **Distributeur** ») a lancé, le 18 décembre 2013, un appel
2 d'offres visant l'achat d'un bloc d'une puissance installée de 450 MW, composé de 300 MW
3 issus de projets provenant des régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie–Îles-de-la-
4 Madeleine et de 150 mégawatts issus de projets provenant de l'ensemble du Québec,
5 conformément au *Règlement sur un bloc de 450 MW d'énergie éolienne*¹ (le « **Règlement** »)
6 et du décret numéro 1150-2013 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et*
7 *environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 450 MW*
8 *d'énergie éolienne* (le « **Décret** »).

9 Ce Règlement comportait l'obligation pour le Distributeur de lancer un appel d'offres au plus
10 tard le 31 décembre 2013 et prévoyait que ce bloc d'énergie devait être produit au Québec à
11 partir d'une capacité installée de 450 MW.

12 *Le Distributeur demande l'approbation des trois contrats découlant de cet appel d'offres,*
13 *conformément aux exigences du Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion*
14 *d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la*
15 *Régie de l'énergie*².

2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT

16 Le Règlement prévoyait que le bloc d'énergie devait être produit dans les délais suivants :

- 17 • 100 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2016 ;
- 18 • 350 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2017.

19 Au total, 54 soumissions ont été reçues, totalisant 6 527,5 MW (offres principales
20 seulement). Aucune soumission n'a été rejetée à l'ouverture. Comme les soumissions
21 pouvaient comporter jusqu'à deux années différentes de date de début des livraisons et deux
22 variantes, le Distributeur a reçu en tout 172 offres-années.

23 Après analyse et pour fins de préparation des contrats, le Distributeur a retenu trois projets
24 de parc éolien provenant de trois soumissionnaires. Le tableau 1 énumère ces trois projets
25 retenus desquels ont découlé les contrats d'approvisionnement en électricité soumis pour
26 approbation.

¹ Décret 1149-2013.

² R.R.Q., c. R-6.01, r.0.04.01.

**Tableau 1 :
Projets retenus**

Nom du promoteur	Constituant(s) du milieu local	Soumission	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (en MW)
Invenenergy Wind Canada Development ULC	Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-îles-de-la-Madeleine et MRC de Kamouraska,	Roncevaux	1 ^{er} déc. 2016	74,8
Développement EDF EN canada inc.	MRC de Rivière-du-Loup, MRC de Témiscouata, MRC des Basques, MRC Rimouski-Neigette, MRC de la Mitis, MRC de la Matapédia, MRC de la Matanie, Première Nation Malécite-de-Viger	Nicolas Riou	1 ^{er} déc. 2017	224,4
Système Énergie renouvelable Canada inc. en partenariat avec Pattern Renewable Holdings Canada ULC	Municipalités de Saint-Séverin et Saint-Sylvestre	Mont Sainte-Marguerite	1 ^{er} déc. 2017	147,2
Total :				446,4

3. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT

- 1 Le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* (le « **Plan** ») fait état d'un appel d'offres découlant
2 d'un Règlement pour l'acquisition d'un bloc de 450 MW d'énergie éolienne (A/O 2013-01).
- 3 Le tableau 2 présente le déploiement des contrats d'énergie éolienne. Ces quantités sont
4 sensiblement les mêmes que celles qui ont été présentées dans l'état d'avancement 2014 du
5 Plan.

Tableau 2 :
Déploiement des contrats

Contrats	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Énergie annuelle contractuelle (GWh/an)
Roncevaux	1 ^{er} déc. 2016	74,8	207
Nicolas Riou	1 ^{er} déc. 2017	224,4	677
Mont Sainte-Marguerite	1 ^{er} déc. 2017	147,2	466

4. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS ET LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DE CONTENUS QUÉBÉCOIS ET RÉGIONAL

4.1. Pénalités et dommages liés à la date de début des livraisons

- 6 Les fournisseurs doivent assumer le risque associé à la réalisation de leur projet. Il leur
7 appartient notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les
8 permis requis à cet égard.
- 9 Les trois contrats impliquent chacun la construction d'un nouveau parc éolien et prévoient
10 des dates butoirs reliées à des étapes critiques de la réalisation dudit parc. Le non-respect
11 de ces dates butoirs permet au Distributeur de résilier le contrat.
- 12 Si le contrat est résilié plus de 18 mois avant la date garantie de début des livraisons, des
13 dommages liquidés de 10 000 \$ par mégawatt (MW) de puissance contractuelle doivent être
14 payés au Distributeur par le fournisseur en défaut. Si la résiliation se produit 18 mois ou
15 moins avant la date garantie de début des livraisons, les dommages liquidés s'élèvent à
16 20 000 \$ par MW.
- 17 Les contrats prévoient que si la date de début des livraisons survient après la date garantie
18 de début des livraisons, une pénalité quotidienne de 55 \$ par MW multiplié par la puissance
19 contractuelle est applicable, jusqu'à concurrence d'un montant maximum de 20 000 \$ par
20 MW multiplié par la puissance contractuelle.

4.2. Dommages liés au maintien de la contribution en énergie

1 Après la date de mise en service, les fournisseurs doivent également garantir leur
2 contribution effective en énergie annuelle.

3 Lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle pour laquelle
4 ils se sont engagés, ils doivent payer des dommages au Distributeur, en fonction de la
5 moyenne des écarts observés entre, d'une part, les prix de marché et, d'autre part, le prix de
6 l'énergie prévu au contrat. Les quantités déficitaires sont établies en utilisant une moyenne
7 mobile de trois ans des quantités d'énergie livrées.

8 Si les fournisseurs sont incapables de respecter l'énergie contractuelle, les quantités au
9 contrat peuvent être révisées à la baisse. Des dommages liquidés de 25 000 \$ par MW de
10 puissance contractuelle sont alors payés par le fournisseur sur la base de la différence entre
11 les quantités contractuelles originales et les quantités révisées si la révision intervient avant
12 le dixième anniversaire de la date de début des livraisons. Si cet événement survient après
13 le dixième anniversaire de la date de début des livraisons, le montant des dommages
14 liquidés payés par les fournisseurs est alors de 40 000 \$ par MW.

4.3. Pénalités liées aux contenus régional et québécois

15 Les contrats prévoient des pénalités liées au non-respect du contenu régional garanti et du
16 contenu québécois garanti. Si le contenu régional vérifié est inférieur au contenu régional
17 garanti, la pénalité, pour les trois premiers points de pourcentage d'écart, est égale au
18 produit de 4 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de ces points de pourcentage
19 d'écart. Pour tout point de pourcentage d'écart additionnel, la pénalité est égale au produit de
20 12 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart
21 additionnel.

22 Si le contenu québécois ainsi vérifié est inférieur au contenu québécois garanti, la pénalité,
23 pour les trois premiers points de pourcentage d'écart, est égale au produit de 2 000 \$, de la
24 puissance contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart. Pour tout point de
25 pourcentage d'écart additionnel, la pénalité est égale au produit de 8 000 \$, de la puissance
26 contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart additionnel.

27 Dans le cas où des pénalités s'appliquent à la fois pour le contenu régional et le contenu
28 québécois, le montant des pénalités à payer est établi de manière à éviter un double
29 comptage.

5. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS

1 Pour garantir le paiement des dommages liquidés et des pénalités en cas de défaut de
2 respecter ses obligations contractuelles préalablement à la date de début des livraisons,
3 chaque fournisseur doit déposer les garanties suivantes :

- 4 • un montant de 10 000 \$ par MW de puissance contractuelle, dès la signature du
5 contrat ;
- 6 • un montant additionnel de 10 000 \$ par MW, 18 mois avant la date garantie de début
7 des livraisons.

8 Ces garanties sont remises au fournisseur en tout ou en partie lors du début des livraisons,
9 selon que la date garantie de début des livraisons est ou n'est pas respectée.

10 Afin de garantir l'exécution de ses obligations contractuelles, depuis la date de début des
11 livraisons et jusqu'à la fin du contrat, chaque fournisseur doit déposer les garanties
12 d'exploitation suivantes :

- 13 • un montant de 40 000 \$ par MW, à la date de début des livraisons (ce montant est
14 réduit à 25 000 \$ par MW après la vérification du contenu régional garanti et du
15 contenu québécois garanti mentionnée ci-dessus) ;
- 16 • un montant de 40 000 \$ par MW, au dixième anniversaire de la date de début des
17 livraisons.

18 Chaque fournisseur a également l'obligation de renflouer les garanties lorsque le Distributeur
19 les exerce en totalité ou en partie. Les garanties à être fournies par chaque fournisseur
20 peuvent notamment prendre la forme d'une lettre de crédit irrévocable et inconditionnelle,
21 d'un chèque certifié ou d'une convention de cautionnement en vertu de laquelle la caution
22 renonce au bénéfice de discussion et de division.

6. RISQUES RÉSIDUELS

23 Les dommages liquidés et pénalités, de même que les droits de résiliation prévus aux
24 contrats protègent le Distributeur contre les principaux préjudices prévisibles découlant d'un
25 défaut d'un fournisseur.

26 Enfin, l'ensemble des protections prévues aux contrats en faveur du Distributeur constitue,
27 pour les fournisseurs, de forts incitatifs à respecter leurs engagements.

28 De plus, avant le début des livraisons, le Distributeur avisera la Régie du respect des étapes
29 critiques inscrites aux contrats. Après le début des livraisons, le Distributeur présentera, dans
30 son rapport annuel, un suivi indiquant pour chacun des contrats, sur une base mensuelle, les
31 quantités d'énergie contractuelle, d'énergie rendue disponible et d'énergie livrée, le détail des
32 montants facturés pour l'énergie et, le cas échéant, les dommages liquidés et pénalités, avec
33 les explications et justifications pertinentes.

7. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE

1 La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison de contrats la
2 moins coûteuse pour les conditions demandées, et ce, dans le respect des critères définis au
3 document d'appel d'offres. Cette méthodologie est expliquée dans le présent document.

4 L'application de la méthodologie a été supervisée par les firmes Merrimack Energy
5 Group Inc. et Raymond Chabot Grant Thornton & Cie, comme en font foi leurs rapports
6 (pièces HQD-2, documents 3 et 4).

7 Le processus de sélection (le « **Processus** ») des offres comprend trois étapes. La première
8 est constituée d'une série d'exigences minimales qu'une offre se doit de respecter afin de
9 faire l'objet d'une évaluation dans les étapes ultérieures. Les deuxième et troisième étapes
10 impliquent la sélection des offres les plus intéressantes et les moins coûteuses. À l'étape 2,
11 les offres-années sont évaluées individuellement et, à l'étape 3, elles font l'objet d'une
12 évaluation combinée les unes avec les autres.

13 Une soumission comporte une offre principale et peut inclure, en plus de l'offre principale,
14 jusqu'à deux variantes. Le terme « offre » est utilisé de façon générique et il peut s'agir d'une
15 offre principale ou d'une variante, sans distinction. Une offre peut comprendre jusqu'à
16 deux dates garanties de début des livraisons. Le terme « offre-année » réfère spécifiquement
17 à une date garantie de début des livraisons.

7.1. Étape 1 du Processus – exigences minimales

18 À l'étape 1 du Processus, chaque offre a été vérifiée pour s'assurer que les onze exigences
19 minimales suivantes étaient respectées :

- 20 • Le soumissionnaire devait démontrer qu'il avait acquis ou qu'il était en mesure
21 d'acquérir les droits d'usage pour le site du projet visé. À cet égard, s'il s'agissait de
22 terrains privés, le soumissionnaire devait détenir au minimum des lettres d'intention
23 ou des contrats d'octroi d'option conclus pour au moins 60 % des unités d'évaluation
24 sur lesquelles seraient situées les infrastructures du parc éolien ; s'il s'agissait de
25 terres du domaine de l'État, la lettre d'intention du gouvernement devait porter sur la
26 totalité des terrains visés.
- 27 • Le soumissionnaire devait soumettre un prix pour l'électricité n'excédant pas le prix
28 de départ maximum de 90 \$/MWh (en dollars 2014), s'il choisissait la formule
29 d'indexation « 100 % à l'IPC ».
- 30 • Le soumissionnaire devait démontrer que :
 - 31 ○ le milieu local détient une participation représentant 50 % ou plus du contrôle
32 de son projet ; et

- 1 ○ son projet est reconnu par une résolution adoptée à cet effet, par toute
2 municipalité régionale de comté (MRC) et par toute municipalité locale où se
3 situe le projet.
- 4 • Le soumissionnaire devait démontrer son engagement à verser à la municipalité
5 locale, à la MRC ou à la communauté autochtone, la somme annuelle de 5 000 \$ par
6 MW installé sur le territoire de la municipalité, de la MRC ou de la communauté
7 autochtone.
- 8 • Le soumissionnaire, ou ses sociétés affiliées, devait avoir une expérience dans le
9 développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production d'électricité
10 sur une base commerciale. S'il ne satisfaisait pas à cette exigence minimale, le
11 soumissionnaire devait joindre une entente de fourniture des éoliennes signée avec le
12 manufacturier d'éoliennes désigné.
- 13 • Les éoliennes proposées par le soumissionnaire devaient avoir atteint une maturité
14 technologique éprouvée et être disponibles sur une base commerciale. Les
15 caractéristiques détaillées des équipements proposés devaient être fournies.
- 16 • Tous les travaux d'intégration et de raccordement au réseau des équipements de
17 production proposés par le soumissionnaire devaient pouvoir être complétés à temps
18 pour respecter la mise sous tension initiale proposée par le soumissionnaire.
- 19 • Les éoliennes composant le parc éolien devaient être conçues de manière à pouvoir
20 être installées et exploitées dans un climat froid, conformément aux exigences
21 énoncées dans le document d'appel d'offres.
- 22 • Le contenu régional garanti par le soumissionnaire pour le coût des éoliennes du parc
23 éolien devait être d'au moins 35 %, conformément aux règles définies à l'annexe VI
24 de l'annexe 11 du document d'appel d'offres.
- 25 • Le contenu québécois garanti par le soumissionnaire pour la réalisation du parc
26 éolien devait être d'au moins 60 % des coûts globaux du parc éolien, conformément
27 aux règles définies à l'annexe VI de l'annexe 11 du document d'appel d'offres.
- 28 • Le soumissionnaire devait détenir des mesures de vent provenant d'instruments de
29 mesure de vent installés sur son site pour une durée minimale de huit mois, incluant
30 la période débutant le 1^{er} décembre d'une année et se terminant le 31 mars de
31 l'année suivante.

32 Sur les 172 offres-années figurant dans les 54 soumissions déposées, 16 offres-années ont
33 été rejetées pour cause de non-conformité puisqu'aucun constituant (milieu local) n'avait
34 signé ces soumissions, de sorte que l'analyse à l'étape 1 a porté sur 156 offres-années
35 conformes.

36 De ce nombre, 108 offres-années n'ont pas été retenues parce que les projets s'y rapportant
37 ne pouvaient être raccordés au réseau de transport par Hydro-Québec TransÉnergie à
38 temps pour satisfaire la date de mise sous tension initiale demandée.

7.2. Étape 2 du Processus – classement des soumissions

1 À l'étape 2 du Processus, chacune des 48 offres-années conformes a été évaluée en
2 fonction de sept critères, soit le coût de l'électricité, le contenu régional additionnel au
3 minimum exigé, le contenu québécois additionnel au minimum exigé, la fabrication de
4 composantes stratégiques au Québec, la capacité financière, la faisabilité du projet et
5 l'expérience pertinente du soumissionnaire. La pondération des critères est présentée au
6 tableau 3.

Tableau 3 :
Critères d'évaluation des soumissions

Critères	Pondération
Coût de l'électricité	35
Contenu régional additionnel au minimum exigé	15
Contenu québécois additionnel au minimum exigé	10
Fabrication de composantes stratégiques au Québec	23
Capacité financière	6
Faisabilité du projet	8
Expérience pertinente	3
Total	100

7 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision D-2014-180³ de la Régie à son
8 paragraphe 64.

7.2.1. Méthodologie d'évaluation

- 9 • Chaque soumission a été analysée individuellement pour chacun des sept
10 critères identifiés au document d'appel d'offres.
- 11 • Lorsqu'une soumission comportait des variantes, chacune des variantes a été
12 évaluée au même titre que l'offre principale (une variante étant comptée comme
13 une offre au même titre que l'offre principale).
- 14 • Pour un critère donné, la même personne a évalué toutes les offres, de façon à
15 assurer une uniformité de traitement.

³ Dossier R-3866-2013, *Demande d'approbation de la grille de pondération des critères d'évaluation pour l'appel d'offres de 450 MW d'énergie éolienne (A/O 2013-01)*.

- 1 • Dans le cas de certains critères, l'évaluation pouvait varier selon la date garantie
2 de début des livraisons. Conséquemment, chacune des offres-années a été
3 évaluée individuellement à l'étape 2.
- 4 • Pour chaque critère (ou sous-critère), une méthode d'évaluation a été élaborée à
5 l'avance et revue par la firme Merrimack Energy Group Inc.
- 6 • Les évaluations ont été revues par la firme Merrimack Energy Group Inc. afin
7 d'assurer l'indépendance du processus.

7.2.2. Critère monétaire

Methodologie de base

- 8 • La comparaison des offres reçues a été effectuée sur la base du coût unitaire
9 actualisé (annuité croissante, \$2014).
- 10 • Pour chaque offre, il a été nécessaire d'analyser chacune des années offertes
11 puisque les soumissionnaires pouvaient spécifier un prix de départ différent selon
12 l'année de début des livraisons qu'ils offraient.
- 13 • Les éléments pris en compte dans les analyses économiques étaient :
- 14 ○ le prix de l'énergie offert par le soumissionnaire, incluant les formules
15 d'indexation retenues ;
- 16 ○ les coûts de transport fournis par Hydro-Québec TransÉnergie.
- 17 • Le coût unitaire actualisé était constitué de la somme des éléments de coûts
18 énumérés ci-dessus.
- 19 • Un maximum de 35 points a été accordé au critère monétaire. L'offre comportant
20 le coût le plus bas a reçu le maximum de points, soit 35 points, et celle
21 comportant le coût le plus élevé s'est vu attribuer le minimum de points, soit
22 5 points. Le pointage accordé aux autres offres a été déterminé comme suit :

23 = 5 + 30 X $\left\{ \frac{\text{Coût de l'offre (ou variante) la plus élevée moins Coût de l'offre (ou variante) visée}}{\text{Coût de l'offre (ou variante) la plus élevée moins Coût de l'offre (ou variante) la moins élevée}} \right\}$

Hypothèses utilisées pour l'analyse économique

- 24 • Le seul indice admissible aux fins d'indexation du prix offert était l'indice des prix à
25 la consommation canadien.
- 26 • Pour chacun de ces indices, le Distributeur disposait de prévisions effectuées par
27 des organismes externes à Hydro-Québec.
- 28 • L'indice des prix à la consommation canadien pouvait s'appliquer tant avant
29 qu'après le début des livraisons selon certaines règles établies à l'annexe 5 du
30 document d'appel d'offres.

- 1 • Le taux d'actualisation utilisé pour les analyses était de 5,847 %, soit le coût
2 prospectif du capital, conformément à la décision D-2014-037 de la Régie.
- 3 Les paramètres économiques utilisés dans le cadre de l'appel d'offres sont présentés à
4 l'annexe technique n^o 1.

7.2.3. Critères non monétaires

5 Les critères suivants et leur pondération sont conformes à la décision D-2014-180 de la
6 Régie relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour l'évaluation des
7 soumissions.

Contenu régional additionnel au minimum exigé

- 8 • 15 points ont été accordés à ce critère, défini comme étant le pourcentage des
9 dépenses réalisées dans la région admissible (Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine et
10 MRC de Matanie) relativement au coût des éoliennes du parc éolien.
- 11 • Les points ont été alloués en fonction de l'écart entre le contenu régional garanti
12 par le soumissionnaire et le contenu régional minimal exigé (soit 35 %).

Contenu québécois additionnel au minimum exigé

- 13 • 10 points ont été accordés à ce critère, défini comme étant le pourcentage des
14 dépenses réalisées au Québec relativement aux coûts globaux du parc éolien.
- 15 • Les points ont été alloués en fonction de l'écart entre le contenu québécois
16 garanti par le soumissionnaire et le contenu québécois minimal exigé (soit 60 %).

Fabrication de composantes stratégiques au Québec

- 17 • Le soumissionnaire devait avoir identifiée à sa soumission les composantes
18 stratégiques que le manufacturier d'éoliennes désigné s'engageait à fabriquer
19 dans des usines situées dans la région admissible ou ailleurs au Québec. Le
20 tableau 4 présente les points alloués à chacune des composantes stratégiques
21 pour sa fabrication au Québec par le manufacturier d'éoliennes désigné.

Tableau 4 :
Pondération allouée à chaque composante stratégique

Composante stratégique	Nombre de points alloués
Convertisseur électronique	4
Génératrice	3
Système de contrôle	2
Système de freinage	1
Multiplicateur de vitesse	9
Moyeu du rotor	1
Système d'orientation des nacelles	1
Système de calage	2
Total :	23

Capacité financière

- 1 • 6 points ont été accordés pour la capacité financière du soumissionnaire, basé
2 sur sa solidité financière et sur le plan de financement proposé. Le Distributeur a
3 ainsi notamment tenu compte de la cote de crédit du soumissionnaire ou encore
4 de celle de ses sociétés affiliées qui se portaient garantes des engagements du
5 soumissionnaire. L'évaluation de la solidité financière du soumissionnaire était
6 basée sur la grille présentée à l'annexe 4 du document d'appel d'offres, alors que
7 l'évaluation du plan de financement proposé reposait sur les documents
8 justificatifs soumis, la source de financement, ainsi que sur la structure de
9 détention et de financement proposée.
- 10 • Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit pouvaient demander au
11 Distributeur de faire réaliser une évaluation de crédit par une agence spécialisée,
12 ce qui a été fait dans trois cas. Les résultats de cette évaluation étaient pris en
13 compte dans l'évaluation au même titre qu'une cote de crédit.
- 14 • Les soumissionnaires ou sociétés affiliées garantes n'ayant pas de cote de crédit
15 n'ont pas reçu de points pour la solidité financière s'ils n'ont pas demandé une
16 évaluation de crédit.

Faisabilité du projet

- 17 • La faisabilité du projet a été évaluée selon les quatre sous-éléments qui suivent,
18 pour un total de 8 points :
- 19 ○ 2 points ont été accordés selon la complexité des travaux de raccordement au
20 réseau intégré et des travaux de renforcement du réseau associés au projet
21 proposé. L'évaluation dépendait du délai estimé entre la date prévue de fin
22 des travaux de raccordement et celle de la mise sous tension initiale
23 demandée par le soumissionnaire, et était basée sur une analyse préparée
24 par Hydro-Québec TransÉnergie pour chacun des projets.

- 1 ○ 2 points ont été accordés pour la qualité du plan directeur présenté par
2 chaque soumissionnaire. L'évaluation a porté sur le réalisme du plan directeur
3 indiquant les principales activités liées au projet, les délais, le cheminement
4 critique, les dates clés et le degré d'avancement du projet à la date du dépôt
5 des soumissions, en particulier la complexité et l'avancement des démarches
6 relatives à l'acquisition des droits sur le site.
- 7 ○ 2 points ont été accordés pour les données de vent et la production
8 d'électricité prévue. Ont notamment été prises en compte la complétude des
9 données de vent, de même que la cohérence et la qualité de la méthodologie
10 d'établissement de la production d'électricité.
- 11 ○ 2 points ont été accordés pour le plan d'obtention des autorisations
12 environnementales. Le pointage a été accordé en fonction du type de permis
13 requis (Canada et Québec, Québec seulement, étude de répercussions
14 seulement), du réalisme du délai prévu par le soumissionnaire pour obtenir les
15 permis requis, et des démarches entreprises ou prévues auprès des milieux
16 hôtes.

Expérience pertinente

- 17 • 3 points ont été accordés pour ce critère de la façon suivante :
- 18 ○ 2 points ont été accordés pour l'expérience du soumissionnaire, de ses
19 sociétés affiliées, de ses partenaires, de ses consultants et de ses
20 fournisseurs à réaliser avec succès des projets similaires à celui proposé.
- 21 ○ 1 point a été accordé pour l'expérience et la part du marché mondial
22 d'éoliennes détenues par le manufacturier désigné.

7.2.4. Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions

- 23 • Les résultats de l'étape 2 sont présentés à l'annexe technique n° 2.
- 24 • 48 offres-années ont été retenues pour les fins de la simulation des combinaisons
25 à l'étape 3.
- 26 • Ce nombre d'offres-années a été dicté par la préoccupation de respecter, dans la
27 mesure du possible, les conditions fixées par le Règlement, entre autres le
28 calendrier de début des livraisons d'électricité (soit les 1^{er} décembre 2016 et
29 2017) et les quantités à être attribuées pour les régions du Bas-Saint-Laurent et
30 de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine (300 MW), de même que pour l'ensemble du
31 Québec (150 MW).
- 32 • Compte tenu de ce qui précède, il n'y avait pas lieu d'établir un seuil de passage
33 de l'étape 2 vers l'étape 3.

7.3. Étape 3 du Processus – choix de la combinaison optimale

7.3.1. Évaluation des synergies en transport

1 Compte tenu des soumissions offertes, parfois plusieurs sur un même site, aucune synergie
2 entre projets n'était possible.

7.3.2. Modèle d'optimisation pour la formation des combinaisons

3 Compte tenu du grand nombre de combinaisons qui pouvaient être formées et la quantité de
4 contraintes à prendre en compte, un modèle d'optimisation utilisé lors d'appels d'offres
5 précédents a été adapté pour assister les évaluateurs dans la formation des combinaisons.

6 Cet outil d'aide à la décision a été développé par le centre de recherche d'Hydro-Québec
7 (IREQ). Il est basé sur un modèle mathématique de programmation linéaire en nombres
8 entiers qui utilise un logiciel commercial d'optimisation. Ses principales caractéristiques sont
9 les suivantes :

10 **Le besoin**

- 11 • L'étape 3 du Processus nécessite la formation des meilleures combinaisons des
12 offres obtenues en utilisant les coûts d'énergie et de transport calculés à l'étape 2
13 du Processus.
- 14 • Le coût de transport de chacune des combinaisons est par la suite évalué par
15 Hydro-Québec TransÉnergie en tenant compte de l'ensemble des projets de la
16 combinaison.
- 17 • Le modèle est composé d'une fonction objectif qui représente le coût à minimiser
18 et d'un ensemble de contraintes que toute combinaison doit respecter.

19 **Les variables**

- 20 • Chaque variable du modèle représente une offre-année.

21 **La fonction objectif**

- 22 • À chaque offre-année est associé le coût unitaire exprimé en \$2014/MWh calculé
23 à l'étape 2 du Processus, incluant le coût de transport établi à cette étape.
- 24 • Le modèle recherche la combinaison qui comporte le coût moyen (exprimé en
25 \$/MWh) le plus faible.

26 **Les contraintes**

- 27 • Le modèle tient compte de plusieurs contraintes qui découlent des exigences du
28 document d'appel d'offres et des soumissionnaires :
 - 29 ○ la puissance installée totale des éoliennes selon les particularités suivantes :

- 1 – 300 mégawatts issus de projets provenant des régions du
2 Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine; et
3 – 150 mégawatts issus de projets provenant de l'ensemble du Québec.
4 o les quantités annuelles de puissance recherchées doivent être comprises
5 entre un minimum et un maximum ;
6 o lorsque requis, une limite de MW peut être imposée pour une région donnée
7 en raison de contraintes sur le réseau de transport.

7.4. Résultats obtenus

8 Le modèle mathématique d'optimisation des combinaisons recherche la combinaison qui
9 comporte le coût moyen en \$/MWh le plus faible (incluant le coût de transport tel qu'évalué à
10 l'étape 2). Diverses solutions ont été recherchées pour les fins de l'optimisation.

11 À l'aide du modèle d'optimisation, la meilleure solution a été obtenue sur la base des coûts
12 (énergie et transport) évalués à l'étape 2 pour l'ensemble des offres-années. Il s'agit de la
13 combinaison C-01.

14 L'ensemble des combinaisons ainsi obtenues a par la suite été transmis à Hydro-Québec
15 TransÉnergie pour l'évaluation des coûts de transport applicables à chaque combinaison.
16 L'annexe technique n° 3 présente la synthèse des dix combinaisons analysées, identifiées
17 C-01 à C-10. Les coûts totaux de chaque combinaison y sont également présentés à la
18 colonne « \$/MWh étape 3 ».

19 Il ressort de cette analyse que la combinaison C-01 constitue la combinaison qui présente le
20 coût total le plus bas incluant les coûts de transport. Son coût est de 75,58 \$/MWh (\$2014).
21 La combinaison C-01 est donc la solution optimale retenue. Elle est présentée au tableau 5
22 et comporte trois projets, émanant de trois entités soumissionnaires, associées à trois
23 manufacturiers d'éoliennes, pour un total de 446,4 MW.

**Tableau 5 :
Combinaison retenue C-01**

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	2016	2017	Total (MW)	Manufacturier
Roncevaux	Inenergy Wind Canada Development ULC	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	74,8		74,8	General Electric
Nicolas-Riou	Développement EDF EN Canada inc	Bas-Saint-Laurent		224,4	224,4	Vestas
Mont Sainte-Marguerite	Systèmes d'Énergie Renouvelable Canada inc.	Chaudière-Appalaches		147,2	147,2	Siemens
			Cumulatif attribué	74,8	371,6	446,4
			Cumulatif recherché	100,0	350,0	450,0
			% attribué versus recherché	75%	106%	99%
Coût unitaire (\$2014 / MWh)			BSL-GIDLM	Ensemble du	Total (MW)	
Coût unitaire excluant transport et pertes: 62,65			Cumulatif attribué	299,2	147,2	446,4
Coût de transport et pertes: 12,93			Cumulatif recherché	300,0	150,0	450,0
Coût unitaire incluant transport et pertes: 75,58			% attribué versus recherché	99,7%	98,1%	99,2%
Note: BSL-GIDLM: Bas-Saint-Laurent / Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine						

8. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN SONT RESPECTÉES

- 1 Les présents contrats soumis à la Régie respectent les caractéristiques des contrats éoliens
2 présentées au Plan. Il s'agit des suivantes :
- 3 • Les contrats comportent une énergie annuelle garantie. L'énergie non livrée en
4 deçà de l'énergie garantie est sujette à des dommages basés sur les prix de
5 marché.
 - 6 • La durée des contrats est de 25 ans.
 - 7 • Les contrats comportent une date garantie de début des livraisons, sujette à une
8 pénalité pour chaque jour de retard.
 - 9 • Les garanties financières exigées sont en fonction de la puissance contractuelle
10 et de la cote de crédit du fournisseur.
 - 11 • Les fournisseurs sont responsables, à leurs frais, de l'obtention et du maintien des
12 autorisations environnementales et de l'obtention de tout droit ou permis.
 - 13 • Les contrats comportent une obligation du fournisseur de construire des parcs
14 éoliens dont les principaux paramètres sont définis. Un défaut de respecter cet
15 engagement peut entraîner la résiliation du contrat.

ANNEXES TECHNIQUES

ANNEXE TECHNIQUE N° 1 :
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2013-01

	IPC CAN (Note 1)			Taux de change (Note 2)	Taux d'actualisation (Note 3)		
	2002=100	2014=100	var.	\$CA / \$US	Nominal	Réel	IPC de LT
					5,847%	3,77%	2,00%
2013	122,8			1,0301			
2014	124,2	100,0	1,1%	1,0850			
2015	126,4	101,8	1,8%	1,0620			
2016	128,9	103,8	2,0%	1,0648			
2017	131,5	105,9	2,0%	1,0846			
2018	134,1	108,0	2,0%	1,0938			
2019	136,8	110,2	2,0%	1,0940			
2020	139,5	112,4	2,0%	1,0935			
2021	142,3	114,6	2,0%	1,0940			
2022	145,2	116,9	2,0%	1,0980			
2023	148,1	119,2	2,0%	1,1024			
2024	151,0	121,6	2,0%	1,1074			
2025	154,0	124,1	2,0%	1,1074			
2026	157,1	126,5	2,0%	1,1074			
2027	160,3	129,1	2,0%	1,1074			
2028	163,5	131,6	2,0%	1,1074			
2029	166,7	134,3	2,0%	1,1074			
2030	170,1	137,0	2,0%	1,1074			
2031	173,5	139,7	2,0%	1,1074			
2032	177,0	142,5	2,0%	1,1074			
2033	180,5	145,3	2,0%	1,1074			
2034	184,1	148,3	2,0%	1,1074			
2035	187,8	151,2	2,0%	1,1074			
2036	191,5	154,2	2,0%	1,1074			
2037	195,4	157,3	2,0%	1,1074			
2038	199,3	160,5	2,0%	1,1074			
2039	203,3	163,7	2,0%	1,1074			
2040	207,3	167,0	2,0%	1,1074			
2041	211,5	170,3	2,0%	1,1074			
2042	215,7	173,7	2,0%	1,1074			

Note 1 : IHS Global Insight, First Quarter 2014

Note 2 : IHS Global Insight, First Quarter 2010

Note 3 : R-3854-2014, D-2014-37

ANNEXE TECHNIQUE N° 2 : RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2

Rang	No. de la soumission	Nom du parc éolien proposé	Statut des offres retenues	Coût de l'électricité	Contenu régional additionnel (35%)	Contenu québécois additionnel (60%)	Fabrication de composantes stratégiques	Capacité financière	Faisabilité du projet	Expérience pertinente	Total
				/35	/15	/10	/23	/6	/8	/3	/100
1				33,03	2,08	0,75	4,00	3,75	5,00	2,60	51,21
2				32,82	2,08	0,75	4,00	3,75	5,00	2,60	51,00
3				32,31	2,08	1,00	4,00	3,75	5,00	2,60	50,74
4				32,21	2,08	1,00	4,00	3,75	5,00	2,60	50,64
5				31,76	2,08	1,25	4,00	3,75	5,00	2,60	50,43
6				31,05	2,08	1,25	4,00	3,75	5,00	2,60	49,73
7				25,65	9,23	4,55	0,00	2,50	4,50	2,80	49,23
8				33,17	2,08	0,00	4,00	3,00	4,00	2,60	48,84
9				34,00	2,31	0,00	0,00	3,75	5,00	2,80	47,86
10				33,45	2,31	0,00	0,00	3,75	5,00	2,80	47,31
11				31,46	2,08	0,00	4,00	3,00	4,00	2,60	47,14
12				21,66	9,23	4,50	0,00	3,75	5,00	2,80	46,94
13	S-01-v1-2017	Nicolas-Riou	Retenue	32,70	2,31	0,25	0,00	3,75	5,00	2,80	46,81
14				32,58	2,31	0,25	0,00	3,75	5,00	2,80	46,69
15				32,51	2,31	0,25	0,00	3,75	5,00	2,80	46,61
16				32,47	2,31	0,25	0,00	3,75	5,00	2,80	46,58
17				31,63	2,31	0,75	0,00	3,75	5,00	2,80	46,24

Rang	No. de la soumission	Nom du parc éolien proposé	Statut des offres retenues	Coût de l'électricité	Contenu régional additionnel (35%)	Contenu québécois additionnel (60%)	Fabrication de composants stratégiques	Capacité financière	Faisabilité du projet	Expérience pertinente	Total
				/35	/15	/10	/23	/6	/8	/3	/100
18				29,61	2,08	0,00	4,00	3,00	4,00	2,60	45,28
19	S-12-v1-2017	Mont-Sainte-Marguerite	Retenue	35,00	0,00	0,00	1,00	2,90	3,25	2,60	44,75
20				26,32	2,08	2,38	4,00	2,50	4,75	2,60	44,62
21				21,12	9,23	4,45	0,00	2,50	4,50	2,80	44,60
22				18,96	9,23	4,75	0,00	3,75	5,00	2,80	44,49
23				30,36	2,31	0,25	0,00	3,75	5,00	2,80	44,46
24				30,03	1,15	4,28	0,00	2,90	3,25	2,80	44,41
25				30,09	2,31	0,25	0,00	3,75	5,00	2,80	44,20
26				18,76	9,23	4,50	0,00	3,75	5,00	2,80	44,04
27				33,72	0,00	0,00	1,00	3,40	3,25	2,60	43,97
28				33,95	0,00	0,23	1,00	2,90	3,25	2,60	43,93
29				28,64	1,15	3,70	0,00	3,40	3,25	2,80	42,95
30				21,75	2,08	2,50	4,00	3,75	4,75	2,60	41,43
31				21,02	2,08	2,75	4,00	3,75	4,75	2,60	40,95
32				21,67	2,08	1,75	4,00	3,75	5,00	2,60	40,85
33				26,34	1,15	4,38	0,00	3,40	2,75	2,80	40,82
34				22,41	2,08	2,20	4,00	2,50	4,75	2,60	40,54
35				21,68	0,00	1,75	4,00	3,75	5,00	2,60	38,78
36				19,34	2,08	2,00	4,00	3,75	5,00	2,60	38,77

Rang	No. de la soumission	Nom du parc éolien proposé	Statut des offres retenues	Coût de l'électricité	Contenu régional additionnel (35%)	Contenu québécois additionnel (60%)	Fabrication de composantes stratégiques	Capacité financière	Faisabilité du projet	Expérience pertinente	Total
				/35	/15	/10	/23	/6	/8	/3	/100
37				23,84	1,15	4,55	0,00	3,40	2,75	2,80	38,49
38				20,55	0,00	2,63	4,00	2,50	5,75	2,60	38,02
39				24,99	0,00	0,50	1,00	3,75	5,00	2,60	37,84
40				20,46	0,00	1,75	4,00	3,75	5,00	2,60	37,56
41				21,76	1,15	1,25	4,00	2,50	4,00	2,60	37,27
42				20,51	1,15	1,25	4,00	2,50	4,00	2,60	36,02
43				23,04	0,00	0,50	0,00	3,75	5,00	2,60	34,89
44				20,80	1,15	2,50	0,00	1,50	5,75	2,80	34,50
45				16,78	0,00	2,48	4,00	2,50	5,75	2,60	34,11
46				18,80	1,15	2,50	0,00	1,50	6,00	2,80	32,75
47	S-31-op-2016	Roncevaux	Retenue	18,76	1,15	2,50	0,00	1,50	3,50	2,80	30,22
48				5,00	1,15	1,25	4,00	2,50	5,00	2,60	21,50
			Min	5,00	0,00	0,00	0,00	1,50	2,75	2,60	21,50
			Max	35,00	9,23	4,75	4,00	3,75	6,00	2,80	51,21
			Moy	26,26	2,28	1,72	1,92	3,25	4,61	2,69	42,73

**ANNEXE TECHNIQUE N° 3 :
SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES**

No. de combinaison	MW	\$/MWh Étape 3	Écart vs le moindre coût
1	446,4	75,58 \$	Moindre coût
2	446,4	75,76 \$	0,18 \$
3	446,0	75,71 \$	0,13 \$
4	447,9	75,77 \$	0,19 \$
5	446,0	76,65 \$	1,07 \$
6	446,0	78,80 \$	3,22 \$
7	445,6	77,15 \$	1,57 \$
8	453,5	77,96 \$	2,38 \$
9	449,2	77,94 \$	2,36 \$
10	452,4	77,13 \$	1,55 \$