

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
MRC DE MONTMAGNY

RÈGLEMENT N° 2023-113

RÈGLEMENT D'EMPRUNT NO 2023-113 DÉCRÉTANT UNE DÉPENSE N'EXCÉDANT PAS 15 660 000 \$ ET UN EMPRUNT DU MÊME MONTANT POUR LE DÉVELOPPEMENT, LA CONSTRUCTION, L'EXPLOITATION ET LA MISE EN PLACE D'INSTRUMENTS FINANCIERS DES PROJETS DE PARCS ÉOLIENS ISSUS DE L'APPEL D'OFFRES D'HYDRO-QUÉBEC A/O 2023-01

Avis de motion : 10 octobre 2023
Adoption : 14 novembre 2023
**Approbation du ministre
et entrée en vigueur :**
Publication :

- ATTENDU que le 31 mars 2023, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, a lancé l'appel d'offres A/O 2023-01 en vue de faire l'acquisition d'un bloc d'énergie éolienne d'une capacité visée de 1 500 mégawatts (MW) issus de projets raccordés au réseau intégré d'Hydro-Québec afin de satisfaire les besoins en électricité à long terme des marchés québécois (l'« **Appel d'offres** »);
- ATTENDU que l'Appel d'offres fait suite à l'adoption, par le gouvernement du Québec, du décret 285-2023 édictant le *Règlement sur un bloc de 1500 mégawatts d'énergie éolienne* (D. 285-2023 (2023) 155 G.O.Q. II, 707A), et du décret 214-2023 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne (D. 214-2023 (2023) 155 G.O.Q. II, 709A);
- ATTENDU que la RÉGIE INTERMUNICIPALE DE L'ÉNERGIE GASPÉSIE-ÎLES-DE-LA-MADELEINE, LA RÉGIE INTERMUNICIPALE DE L'ÉNERGIE DU BAS-SAINT-LAURENT, LA MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE COMTÉ DE MONTMAGNY ET LA MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE COMTÉ DE L'ISLET ont convenu de s'associer et de constituer l'ALLIANCE DE L'ÉNERGIE DE L'EST S.E.C. afin d'exploiter, dans une perspective de développement durable et concerté, des entreprises qui produisent, sur leur territoire, de l'électricité provenant de toute source d'énergie renouvelable;
- ATTENDU que l'avis de motion du présent règlement a été dûment donné;

2023-11-08

IL EST PROPOSÉ PAR : M. GILLES GIROUX
APPUYÉ PAR : M. DONALD GILBERT

ET UNANIMEMENT RÉSOLU

QUE Le conseil décrète ce qui suit:

ARTICLE 1

Le conseil est autorisé à investir, par le biais de l'ALLIANCE DE L'ÉNERGIE DE L'EST S.E.C., en partenariat avec un ou plusieurs partenaires, la RÉGIE INTERMUNICIPALE DE L'ÉNERGIE GASPÉSIE-ÎLES-DE-LA-MADELEINE, la RÉGIE INTERMUNICIPALE DE L'ÉNERGIE DU BAS-SAINT-LAURENT et la MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE COMTÉ DE L'ISLET dans les projets éoliens issus de l'Appel d'offres d'Hydro-Québec A/O 2023-01. Pour plus de précision, l'investissement considéré permettra le développement, la construction, l'exploitation et la mise en place d'instruments financiers de ces projets éoliens.

L'estimé détaillé des coûts reliés à cet investissement sont présentés au plan d'affaires, lequel fait partie intégrante du présent règlement sous l'Annexe « A ».

ARTICLE 2

Le conseil est autorisé à dépenser une somme de **15 660 000 \$** aux fins du présent règlement.

ARTICLE 3

Aux fins d'acquitter les dépenses prévues par le présent règlement, le conseil est autorisé à emprunter une somme de **15 660 000 \$** sur une période de **30 ans**.

ARTICLE 4

Les dépenses engagées relativement aux intérêts et le remboursement en capital des échéances annuelles de l'emprunt sont réparties, entre les municipalités dont le territoire fait partie de celui de la MRC, selon le mode de répartition suivant :

- 1) Si un projet éolien est retenu sur le territoire de la MRC de Montmagny, 100 % de la dépense sera répartie de la façon suivante :
 - a. 80 % de la dépense sera assumée par la ou les Municipalités sur le territoire desquelles le projet sera construit. Si plus d'une municipalité est visée, la répartition de l'emprunt se fera au prorata du nombre d'éoliennes érigées sur le territoire de chacune des municipalités concernées.
 - b. 20 % de la dépense sera assumée par les quatorze municipalités locales selon la répartition suivante :
 - i. 10 % à la MRC de Montmagny répartie aux quatorze municipalités locales selon les trois critères suivants :
 - à 33,3 % selon un tarif fixe;
 - à 33,3 % selon la RFU de l'année précédente ayant servi au budget annuel de la MRC;
 - et à 33,4 % selon la superficie de chacune des municipalités tel que publié sur le site du MAMH dans le répertoire des municipalités.
 - ii. 90 % aux quatorze municipalités locales selon les trois critères suivants :
 - à 33,3 % selon un tarif fixe;
 - à 33,3 % selon la RFU de l'année précédente ayant servi au budget annuel de la MRC;
 - et à 33,4 % selon la superficie de chacune des municipalités tel que publié sur le site du MAMH dans le répertoire des municipalités.
- 2) Si aucun projet éolien n'est retenu sur le territoire de la MRC de Montmagny, 100 % de la dépense sera répartie de la façon suivante :
 - i. 10 % à la MRC de Montmagny répartie aux quatorze municipalités locales selon les trois critères suivants :
 - à 33,3 % selon un tarif fixe;
 - à 33,3 % selon la RFU de l'année précédente ayant servi au budget annuel de la MRC;
 - et à 33,4 % selon la superficie de chacune des municipalités tel que publié sur le site du MAMH dans le répertoire des municipalités.
 - ii. 90 % aux quatorze municipalités locales selon les trois critères suivants :
 - à 33,3 % selon un tarif fixe;
 - à 33,3 % selon la RFU de l'année précédente ayant servi au budget annuel de la MRC;
 - et à 33,4 % selon la superficie de chacune des municipalités tel que publié sur le site du MAMH dans le répertoire des municipalités.

RÈGLEMENTS MRC DE MONTMAGNY

ARTICLE 5

S'il advient que le montant d'une affectation autorisée par le présent règlement est plus élevé que le montant effectivement dépensé en rapport avec cette affectation, le conseil est autorisé à faire emploi de cet excédent pour payer toute autre dépense décrétée par le présent règlement et pour laquelle l'affectation s'avérerait insuffisante.

ARTICLE 6

Le conseil affectera à la réduction de l'emprunt décrété par le présent règlement toute contribution ou subvention pouvant lui être versée pour le paiement d'une partie ou de la totalité de la dépense décrétée par le présent règlement.

Le conseil affectera également, au paiement d'une partie ou de la totalité du service de dette, toute subvention payable sur plusieurs années. Le terme de remboursement de l'emprunt correspondant au montant de la subvention sera ajusté automatiquement à la période fixée pour le versement de la subvention lorsqu'il s'agit d'une diminution du terme décrété au présent règlement.

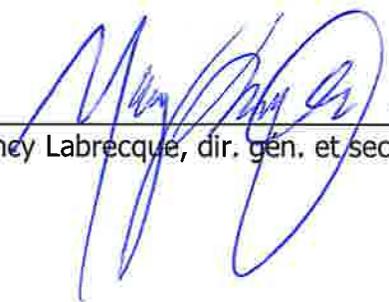
ARTICLE 7

Le présent règlement entre en vigueur conformément à la loi.

ADOPTÉ



Jocelyne Caron, préfet



Nancy Labrecque, dir. gén. et sec.-très.

ANNEXE A

Plan d'affaires
(Estimation de la dépense détaillée)



PLAN D'AFFAIRES

*Appels d'offres éoliens
d'Hydro-Québec*

AO2023-01

Développement, construction, opération

**Ministère des
Affaires municipales
et de l'Habitation**

Québec 

ESTIMATION DE LA DÉPENSE DÉTAILLÉE



JEAN-FRANÇOIS THÉRIAULT, ING.MBA
DIRECTEUR GÉNÉRAL
ALLIANCE DE L'ÉNERGIE DE L'EST

6 SEPTEMBRE 2023

[AVIS : Ce document demeure la propriété exclusive de son auteur. Son contenu est confidentiel et protégé par la Loi. Il est strictement prohibé de le conserver, consulter, divulguer, reproduire, transférer ou utiliser – en totalité ou en partie – sans l'autorisation préalable écrite de son auteur.]

Sommaire exécutif	5
1. Présentation de l'Alliance de l'énergie de l'Est	6
1.1 Concertation régionale	6
1.2 Structure légale de partenariat éolien	7
1.3 Structure de financement de l'Alliance de l'énergie de l'Est	8
1.4 Investissements	9
2. Appels d'offres AO2023-01	10
2.1 Appel d'offres	10
2.2 Capacité d'intégration au réseau d'Hydro-Québec.....	10
2.3 Participation de l'Alliance à l'Appel d'Offres	11
3. Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent (« RÉGIE-BSL »)	13
3.1 RÉGIE-BSL - Sa mission	13
3.2 RÉGIE-BSL - Ses membres et son conseil d'administration	13
3.3 RÉGIE-BSL - Sa structure administrative.....	14
3.4 RÉGIE-BSL - Ses investissements actuels.....	14
3.5 RÉGIE-BSL - Rentabilité des investissements actuels	17
3.6 RÉGIE-BSL– Évolution de l'endettement total	18
4. Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (« RÉGIE-GIM »)	20
4.1 RÉGIE-GIM - Sa mission.....	20
4.2 RÉGIE-GIM - Ses membres et son conseil d'administration	20
4.3 RÉGIE-GIM - Sa structure administrative	21
4.4 RÉGIE-GIM - Ses investissements actuels	21
4.5 RÉGIE-GIM - Rentabilité des investissements actuels.....	24
4.6 RÉGIE-GIM – Évolution de l'endettement total	25
5. MRC de l'Islet	27
6. MRC de Montmagny	29
7. Partenariats et projets potentiels	31
7.1 Ententes signées	31
7.2 Processus de vérification diligente.....	31
7.3 Projets potentiels.....	32
7.4 Analyses financières.....	32
7.5 Comité aviseur	33
7.6 Confidentialité et sensibilité de l'information.....	33
7.7 Sélection des Projets.....	33
8. Projet éolien type	35
8.1. Projet éolien type de 200 MW	35
8.2. Coûts de Projet Type.....	35
8.3. Financement de Projet Type 200 MW	36

8.4.	Échéancier de Projet Type	38
8.5.	Revenus et dépenses d'un Projet Type 200 MW	39
8.6.	Rendement espéré d'un Projet Type 200 MW	41
8.7.	Rendement espéré pour les Partenaires Communautaires	42
9.	Règlement d'emprunt, rentabilité globale et gestion du risque.....	44
9.1	Contribution en capital	44
9.2	Lettres de crédit.....	44
9.3	Frais incidents	45
9.4	Contingences	46
9.5	Règlements d'emprunts requis.....	47
9.6	Rendement et récupération de l'investissement.....	49
9.7	Financement long terme des règlements d'emprunt	51
9.8	Obligations et capacités financières.....	51
9.9	Gestion du risque.....	53

ANNEXE A – TABLE DES MATIÈRES DE L'ENTENTE TYPE DE PARTICIPATION

ANNEXE B – TABLEAUX D'AMORTISSEMENT DES RÈGLEMENTS D'EMPRUNTS

Sommaire exécutif

Le 31 mars 2023, Hydro-Québec Distribution (« Hydro-Québec ») a lancé l'appel d'offres A/O 2023-01 en vue de faire l'acquisition d'un bloc d'énergie éolienne d'une capacité de 1500 mégawatt.

L'Alliance de l'énergie de l'Est (« l'Alliance ») a conclu des ententes de participation avec les promoteurs intéressés à soumettre des propositions dans le cadre de cet appel d'offres, en conformité aux exigences formulées par l'Alliance. L'Alliance souhaite ainsi être actionnaire à 50% et détenir 50% des parts des projets réalisés en partenariat. Au terme de ce processus, l'Alliance s'est entendue avec 5 promoteurs, soit :

- EDF Renouvelables Canada
- Invenergy LLC
- Kruger Énergie
- Enerfin Canada
- Valeco Énergie Québec

Les membres de l'Alliance entendent détenir leurs participations dans les sociétés de projets éoliens sélectionnés par le biais d'un véhicule de détention unique étant l'Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c. au sein duquel les participations des membres sont regroupées dans les proportions suivantes :

- Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent (**60%**)
- Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (**30%**)
- MRC de l'Islet (**5%**)
- MRC de Montmagny (**5%**)

À la suite de la sélection des projets par Hydro-Québec les membres de l'Alliance devront disposer des capitaux propres nécessaires pour répondre à leur part du partenariat dans les prochaines étapes du financement des projets sélectionnés afin de fournir 50% des contributions en capital requises.

Aux fins de cet objectif, quatre (4) règlements d'emprunts distincts seront adoptés par chaque membre de l'Alliance dont l'objet sera de décréter une dépense et un emprunt du même montant pour que les membres de l'Alliance investissent avec un ou plusieurs partenaires pour le développement, la construction, l'exploitation et la mise en place d'instruments financiers des projets issus de l'appel d'offres d'Hydro-Québec A/O 2023-01. Ces règlements d'emprunts sont respectivement de :

- Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent
- Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine
- MRC de l'Islet
- MRC de Montmagny

L'Alliance a donc réalisé un processus de vérification diligente des offres potentiellement déposées à Hydro-Québec par les partenaires privés ayant conclu des ententes avec elle, permettant ainsi de valider la conformité aux exigences de l'Alliance. Ainsi, l'Alliance pourrait être partenaire de l'un ou de plusieurs des projets ci-dessous :

- Projet éolien PPAW2 / Invenergy
- Projet éolien Citadelle / Enerfin
- Projet éolien de la Forêt Domaniale 2 / EDF Renouvelable
- Projet éolien Rivière-Rocheuse / Valeco Énergie Québec
- Projet éolien Saint-Paul-de-Montminy / Kruger énergie

1. Présentation de l'Alliance de l'énergie de l'Est

1.1 Concertation régionale

L'Alliance de l'énergie de l'Est ou Alliance de l'Est est une société en commandite dument constituée en janvier 2023 en vertu du Code civil du Québec. Elle est le fruit de démarches régionales initiées en 2014 comme initialement prévu à l'entente de partenariat intervenue en 2014 entre les régies intermunicipales de l'énergie du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, auxquelles se sont récemment jointes les MRC de Montmagny et de L'Islet en 2022. Ultimement, ce regroupement régional allie deux-cent-vingt-sept (227) instances municipales et autochtones, soit la quasi-totalité des 210 *collectivités locales* dont le territoire est compris dans celui des quinze (15) MRC de l'Est-du-Québec, de la Première Nation ainsi que de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine.

L'Alliance a pour mission de développer et d'exploiter des projets de parcs éoliens dans l'Est-du-Québec et compte bientôt étendre son champ d'activités à la production d'électricités provenant de toute source d'énergie renouvelable. Elle vise à optimiser l'impact économique, social et environnemental des projets à être implantés sur le territoire de l'une des *collectivités locales* associées, le tout de manière à en faire bénéficier un maximum d'entre elles. En convenant ainsi de coordonner leurs actions individuelles et d'unir leurs efforts, l'ensemble de ces collectivités se sont donné les moyens pour participer au contrôle, aux investissements et aux bénéfices des projets à être implantés sur leur territoire, et ce, d'égale à égale avec les promoteurs privés. Les communautés de l'Est peuvent ainsi pleinement s'approprier les projets qu'elles accueillent tout en s'assurant réellement de la prise en compte des facteurs qui influencent leur acceptabilité sociale et qui favorisent une intégration plus harmonieuse sur leurs terres.

Cette initiative novatrice s'inscrit dans la continuité du potentiel énergétique de la région et de l'approche de développement durable et concerté mise de l'avant par les partenaires communautaires. C'est cette même vision qui a permis à l'Est-du-Québec de se démarquer sur la scène nationale comme chef de file en matière d'innovation, de développement et d'exploitation de la richesse collective que représentent nos énergies renouvelables. C'est en restant fidèles à ces valeurs que de Montmagny aux Îles-de-la-Madeleine, les instances locales ont convenu de s'associer en formant l'Alliance. Aujourd'hui, leurs efforts de rassemblement et de leadership se traduisent : par des retombées économiques majeures, incluant, des dizaines de millions de revenus nets pour les *collectivités locales* (en plus de leurs redevances territoriales); par la revitalisation de leurs collectivités, incluant, des milliers d'emplois de qualités et le développement soutenu de la filière éolienne; ainsi que par une intégration plus harmonieuse dans l'environnement d'accueil, notamment, par des mesures d'accommodement novatrices issues des collectivités, lesquels jouent un rôle décisionnel eu égard à la pérennité de la faune et de la flore qui les entourent.

Constituée dans le cadre de l'appel d'offres d'énergie éolienne communautaire de 450 MW AO2013, l'Alliance est maintenant propriétaire à 50% de projets éoliens en opération totalisant 306.4MW installés sur son territoire qui permettront des distributions aux communautés de plus de 275M\$ sur 25 ans, en plus de 938.8 MW en développement, issues des appels d'offres AO2021-01, AO2021-02 et du projet éolien de Grosse-Île développé en collaboration avec Hydro-Québec.

L'Alliance est reconnue par l'ensemble des promoteurs privés actifs au Québec pour son leadership, son professionnalisme et comme étant un joueur incontournable de la filière éolienne communautaire. En 2019, lors du congrès annuel de l'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA), les partenaires de l'Alliance éolienne de l'Est ont obtenu deux prix soulignant leur contribution exceptionnelle et leur rôle de pionniers au développement de l'énergie renouvelable au Canada en se voyant octroyer le prix du leadership

collectif, pour leur partenariat unique, ainsi que le prix du Projet éolien 2019 pour le développement exceptionnel du Parc Nicolas-Riou.

1.2 Structure légale de partenariat éolien

Fonctionnement général

En ce qui concerne la structure légale des investissements et le fonctionnement général de ceux-ci, chaque projet éolien est lié à une société en commandite par l'intermédiaire de laquelle le partenaire privé, les membres de l'Alliance et tout autre partenaire réalisent leurs mises de fonds. Les opérations sont sous la gouverne d'un commandité dans lequel chacun des commanditaires y est généralement représenté proportionnellement à son investissement. Finalement, en vertu d'une convention de gestion, le commandité délègue l'administration quotidienne du projet éolien au partenaire privé ou à une société sous son contrôle.

Pour chaque projet, des administrateurs sont désignés pour représenter les intérêts de l'Alliance sur le conseil d'administration des commandités des sociétés en commandite. Des observateurs peuvent aussi être présents et accompagner les administrateurs désignés. Des rapports mensuels de suivi de chacun des projets sont disponibles.

Des professionnels externes sont également mandatés pour fournir l'expertise requise quant aux aspects techniques, financiers et juridiques liés aux investissements. Ceux-ci accompagnent l'Alliance dans la mise en place de sa stratégie d'investissement et la soutiennent dans le processus de négociations avec les promoteurs privés. Ils voient également à soumettre la documentation commerciale et juridique appropriée pour chacun des appels d'offre ou de proposition.

Structure spécifique de l'Alliance de l'énergie de l'Est

Plus précisément, l'Alliance de l'énergie de l'Est se compose de quatre partenaires communautaires :

- a) la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent (la « **Régie BSL** ») qui, elle-même, regroupe les municipalités régionales de comté de Kamouraska, de Rivière-du-Loup, de Témiscouata, des Basques, de Rimouski-Neigette, de La Mitis, de La Matapédia et de La Matanie, ainsi que la Première Nation Wolastoqiyik Wamspekiuk;
- b) la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (la « **Régie GÎM** ») qui, elle-même, regroupe les municipalités régionales de comté d'Avignon, de Bonaventure, de la Haute-Gaspésie, de La Côte-de-Gaspé et du Rocher-Percé, ainsi que la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine ;
- c) la municipalité régionale de comté de Montmagny (la « **MRC de Montmagny** »); et
- d) la municipalité régionale de comté de L'Islet (la « **MRC de L'Islet** »);

(individuellement, un « **Partenaire communautaire** » et collectivement, « **l'Alliance** » ou le « **Milieu local** ») à l'égard de l'appel d'offres.

Au terme du processus d'appel d'offres et advenant que le ou les projets auxquels l'Alliance est associée soient gagnants, les *Partenaires communautaires* détiennent leurs parts émises par les Sociétés de projets et leurs actions émises par les *commandités* dans un véhicule de détention unique l'Alliance de l'énergie de l'Est, au sein duquel les participations de chaque *Partenaire communautaire* sont regroupées.

À cette fin, les *Partenaires communautaires* ont constitué en janvier 2023 une société en commandite conformément au *Code civil du Québec* (RLRQ, c. CCQ-1991) l'Alliance de l'Énergie de l'Est s.e.c. dont ils sont les seuls commanditaires et dont le seul commandité est une société par actions formée en vertu de la

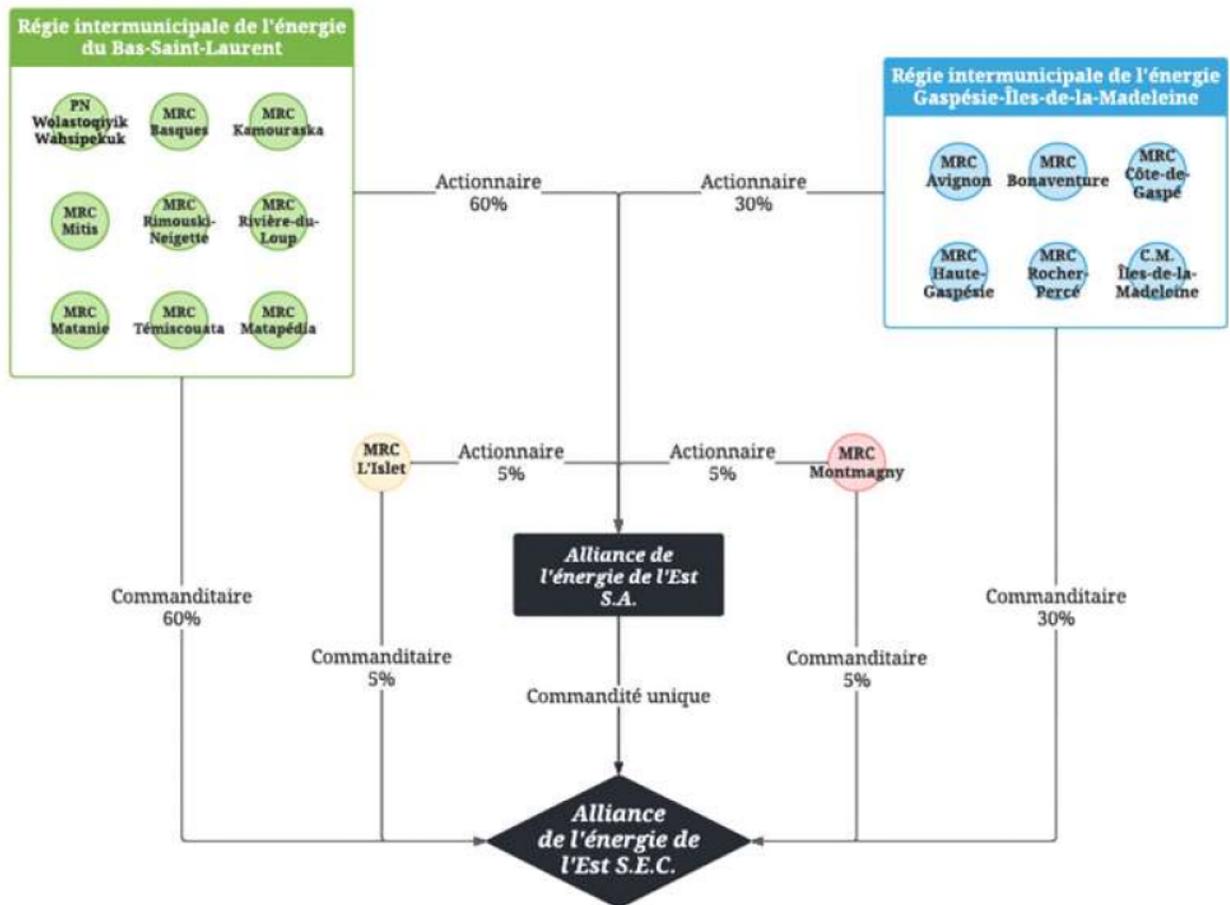
Loi sur les sociétés par actions (RLRQ, c. S-31.1) ou de la Loi canadienne sur les sociétés par actions (L.R. C. 1985, ch. C-44) (le « **Commandité communautaire** »).

Pour plus de certitude, il convient de préciser que dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2023-01, les parts émises par l'Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c. et les actions émises par l'Alliance de l'énergie de l'Est s.a., son *commandité*, sont entièrement réparties entre les *Partenaires communautaires* dans une proportion de :

- SOIXANTE POUR CENT (60%) pour la Régie BSL;
- TRENTE POUR CENT (30%) pour la Régie GÎM;
- CINQ POUR CENT (5%) pour la MRC de Montmagny; et
- CINQ POUR CENT (5%) pour la MRC de L'Islet.

La **figure 1.2A** présente la structure légale de participation aux projets issue de l'appel d'offres AO2023-01.

Figure 1.2A – Structure légale de participation



1.3 Structure de financement de l'Alliance de l'énergie de l'Est

Au terme du processus d'appels d'offres et à la suite de la sélection du projet, Alliance de l'énergie de l'Est et de ses partenaires; la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent, la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, la MRC de L'Islet et la MRC de Montmagny (individuellement, le « Partenaire communautaire » et collectivement, les « l'Alliance de l'énergie de l'Est » ou le « Milieu local ») obtiendront leur financement par le biais de règlements d'emprunts municipaux.

Le processus municipal de règlement d'emprunt, pour les régies intermunicipales et les MRC débute par l'adoption du règlement par le Partenaire communautaire, est suivi de l'approbation de celui-ci par ses membres et qui se termine par l'approbation finale du Ministère des Affaires municipales et de l'Habitation. À terme, ce processus permet de couvrir les exigences de capitaux propres pour tous les projets auxquels le Milieu local participera.

Aux fins de la présente, quatre (4) règlements d'emprunts distincts seront adoptés, un par chaque Partenaire communautaire dont l'objet sera de décréter une dépense et un emprunt du même montant pour que l'Alliance de l'énergie de l'Est investisse avec un ou plusieurs partenaires pour le développement, la construction, l'exploitation et la mise en place d'instruments financiers des projets issus de l'appel d'offres d'Hydro-Québec AO2023-01.

1.4 Investissements

Le capital dont disposent les Partenaires communautaires est issu en totalité de règlements d'emprunts qu'elles réalisent et garantissent par le cautionnement des entités participantes à leurs objets. Conséquemment, elles doivent agir de manière prudente et avisée dans la sélection des placements pour minimiser les risques de perte ou d'un faible rendement. Chaque opportunité d'investissement doit donc répondre aux caractéristiques d'un projet aux risques bien gérés et aux perspectives de fonds générés clairement supportées par de solides hypothèses.

Impérativement, les projets doivent viser des sites au potentiel bien mesuré, exploités stratégiquement par des équipements bien adaptés et des gestionnaires chevronnés.

De plus, les projets d'investissement sélectionnés par les Partenaires communautaires doivent comporter une expectative de fonds générés annuels qui correspond aux obligations financières des règlements d'emprunts spécifiques qu'elles adoptent pour chacun de leurs investissements et procurer un rendement proportionnel aux risques encourus sur une base d'affaires.

L'Alliance affiche une disposition favorable à la collaboration avec toutes les parties prenantes de l'industrie pour réaliser leurs investissements dans des projets profitables tant pour ces dernières que pour elle-même. L'Alliance participe ainsi activement au développement de la filière éolienne tout en maximisant les retombées sur l'ensemble du territoire des communautés qui les composent.

2. Appels d'offres AO2023-01

2.1 Appel d'offres

Le 31 mars 2023, Hydro-Québec Distribution (le « Distributeur ») a lancé l'appel d'offres A/O 2023-01 en vue de faire l'acquisition d'un bloc d'énergie éolienne d'une capacité visée de 1500 mégawatts issus de projets raccords au réseau intégré d'Hydro-Québec afin de satisfaire les besoins en électricité à long terme des marchés québécois.

L'Appel d'offres découle de l'adoption par le gouvernement du Québec, le 15 mars 2023, du décret 285-2023 édictant le Règlement sur un bloc de 1500 mégawatts d'énergie éolienne et du décret no 214-2023 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 1500 mégawatts d'énergie éolienne et est à la décision que la Régie de l'énergie rendra concernant la demande d'approbation des critères d'évaluation des soumissions et de leur pondération, des caractéristiques du produit recherché et des exigences minimales pour l'appel d'offres de 1500 MW d'énergie éolienne (A/O 2023-01).

Aux fins de sa participation à l'appel d'offres A/O 2023-01, le Soumissionnaire doit démontrer que le Milieu local détient une participation au contrôle de chaque Projet au moment du dépôt de sa soumission et pour la durée du contrat d'approvisionnement en électricité à intervenir avec le Distributeur (le « Contrat d'approvisionnement en électricité »).

L'appel d'offres A/O 2023-01 prévoit que le Soumissionnaire doit fournir une copie certifiée conforme des résolutions du conseil du Partenaire communautaire compétent sur le territoire où se situerait chaque Projet, et constituant le Milieu Local aux fins de l'Appel d'offres, appuyant ce Projet sur son territoire;

L'appel d'offres A/O 2023-01 prévoit que chaque Partenaire communautaire participant à la soumission doit être signataire de la soumission;

L'Appel d'offres prévoit que le Soumissionnaire peut déposer dans une même soumission, en plus de son offre principale et en même temps que celle-ci, jusqu'à deux (2) autres Variantes (défini ci-après), étant entendu qu'une soumission peut donc comporter jusqu'à cinq (3) offres (chacune une Variante), à la fois distinctes et mutuellement exclusives, qui portent sur un même Projet;

2.2 Capacité d'intégration au réseau d'Hydro-Québec

Pour être admissible à participer à l'Appel d'offres, l'emplacement du poste électrique du projet soumis doit permettre le raccordement du parc éolien dans l'une des zones avec potentiel d'intégration de nouveaux parcs entre 2027 et 2029 identifiées comme (les « Zones admissibles »). La **Figure 2.2** présente également les capacités maximales potentielles de raccordement dans chacune des Zones admissibles. Ces capacités sont présentées à titre indicatif seulement et peuvent évoluer en fonction notamment des études d'impacts en cours.

Figure 2.2 – Zones admissibles



À la lecture de la Figure 2.2 on constate que le territoire des membres de l'Alliance inclut deux (2) zones admissibles, soit celle de Montmagny (200 MW) et celle de Rivière-du-Loup (400 MW). Ces deux (2) zones admissibles totalisent 600 MW de capacité d'intégration au réseau d'Hydro-Québec pour les dates de mises en opération identifiées. De plus, chacune de ces zones comporte des conditions techniques de raccordement qui doivent être considérées par les Soumissionnaires pour que leurs projets soient admissibles à l'Appel d'offres.

Bien que l'Appel d'offres prévoie faire l'acquisition d'un bloc d'énergie éolienne d'une capacité visée de 1500 MW, l'Alliance ne pourra participer que dans un maximum de 600 MW, par le biais d'un minimum de deux (2) projets, mais pouvant être déclinés dans plus de deux, selon les offres et les variantes reçues par Hydro-Québec Distribution.

2.3 Participation de l'Alliance à l'Appel d'Offres

Dans une perspective de développement durable et concerté, avec l'appui de l'ensemble des entités municipales ou autochtones qu'il regroupe, l'Alliance a convenu de coordonner les actions individuelles de chaque Partenaire communautaire et d'unir leurs efforts afin de collaborer et de participer ensemble à l'Appel d'offres;

Dans un contexte compétitif, l'Alliance désire s'associer à tout Soumissionnaire qui souhaite développer un ou des projets à être installés sur le territoire des membres qui la compose, dans la mesure où ces Soumissionnaires acceptent de respecter les conditions véhiculées par l'Alliance et qui sont conciliées dans une entente de participation devant être exécutée entre les parties, avant le dépôt des soumissions à Hydro-Québec. Cette entente vise à établir, la structure légale, les modalités de financement et le contrôle de la société qui, le cas échéant, développera, exploitera et possèdera un projet retenu par le Distributeur à l'issue de l'Appel d'offres, et exécutera le Contrat d'approvisionnement en électricité;

L'Entente de participation type, dont la table des matières est disponible à l'Annexe A du présent document (« l'Entente de participation ») est rédigée par l'Alliance et transmise à tout soumissionnaire intéressé, encadrée à la fois.

- Les modalités de participation à l'appel d'offres
- Le cadre juridique pour l'exécution des projets sélectionnés
- Le cadre financier des projets soumis
- Toutes les dispositions légales entourant les partenariats éventuels

Dans le cadre de cette Entente de participation, le Soumissionnaire s'engage à partager son plan d'affaires pour chaque projet, le tout conformément aux modalités prévues à l'entente, de manière à permettre au Milieu local d'évaluer – par l'intermédiaire d'un Comité indépendant – l'ensemble des facteurs susceptibles d'influencer les risques et les bénéfices de sa participation à un projet, le tout afin de permettre à chaque Partenaire communautaire constituant le Milieu local de fournir les résolutions requises démontrant leur appui sans condition au projet;

L'Entente prévoit aussi que la soumissionnaire prévoit modifier ou compléter le plan d'affaires jusqu'à la date limite de dépôt des soumissions, le tout sans préjudice au droit ou à l'obligation du Milieu local d'évaluer avec diligence et à son entière discrétion les facteurs susceptibles d'influencer son appui ou sa participation à un Projet;

De plus, les parties à l'entente s'engagent à veiller à la prise en compte des facteurs qui influencent l'acceptabilité sociale de chaque projet de manière à favoriser sa meilleure intégration dans les collectivités locales potentiellement concernées et donc son appropriation plus harmonieuse par ces collectivités locales.

3. Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent (« RÉGIE-BSL »)

3.1 RÉGIE-BSL - Sa mission

La RÉGIE-BSL a pour mission d'accroître les retombées économiques de l'exploitation de la ressource éolienne. La RÉGIE-BSL investit au nom des MRC de la région et de la Première Nation Wolastoqiyik Wamsipekwik dans des parcs éoliens. Les profits nets sont redistribués aux membres tel que décrit à l'entente de constitution disponible à l'Annexe B du règlement d'emprunt.

3.2 RÉGIE-BSL - Ses membres et son conseil d'administration

La Régie-BSL est constituée des 8 MRC du Bas-Saint-Laurent et de la Première Nation Wolastoqiyik Wamsipekwik. Sous la présidence de monsieur Michel Lagacé, maire de Saint-Cyprien et préfet de la MRC de Rivière-du-Loup, son conseil d'administration est constitué de 9 administrateurs, soit un représentant par membre. Les vice-président, M. Bruno Paradis, préfet de la MRC de la Mitis et M. Bertin Denis, préfet de la MRC des Basques, appuient le président dans le développement et la gestion de la Régie-BSL.

Pour chaque entité qui la constitue, un représentant est désigné pour siéger au conseil d'administration de la RÉGIE-BSL. Ces représentants et administrateurs sont identifiés au **Tableau 3.2**, ci-dessous.

Tableau 3.2. : Membres et administrateurs de la RÉGIE-BSL

Première Nation ou MRC	Représentant(e) Officier
Première Nation Wolastoqiyik Wamsipekwik	• Martine Bruneau, chef économique
MRC de Matapédia	• Chantale Lavoie, préfet
MRC de la Matanie	• Andrew Turcotte, préfet
MRC de La Mitis	• Bruno Paradis (Vice-président) , préfet
MRC de Rimouski-Neigette	• Francis St-Pierre, préfet
MRC des Basques	• Bertin Denis (Vice-président) , préfet
MRC de Rivière-du-Loup	• Michel Lagacé (Président), préfet
MRC de Témisouata	• Serge Pelletier, préfet
MRC de Kamouraska	• Sylvain Roy, préfet

3.3 RÉGIE-BSL - Sa structure administrative

L'administration de la RÉGIE-BSL relève du directeur général, M. Jean-François Thériault, assisté de la secrétaire-trésorière, Mme Mélodie Mondor ... La RÉGIE-BSL est aussi accompagnée par les ressources administratives de l'Alliance de l'énergie de l'Est s.a. pour la gestion courante de ses activités et pour le suivi de ses investissements.

- M. Jean-François Thériault, jftheriault@alliance-est.ca
- Mme Mélodie Mondor, mmondor@crdbsl.org

3.4 RÉGIE-BSL - Ses investissements actuels

La RÉGIE-BSL détient actuellement des participations dans huit sociétés en commandite, toutes détentrices de CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Trois de ces huit entreprises sont en opérations commerciales et ont atteint leur maturité en termes d'opération et les cinq autres sont en phase de développement. Le **Tableau 3.4A** présente sommairement les projets en opérations commerciales et le **Tableau 3.4B** présente sommairement les projets en développement.

Tableau 3.4B. : Investissements de la RÉGIE-BSL en opération commerciale

	Énergie éolienne Roncevaux S.E.C.	Parc éolien Nicholas Riou S.E.C.	Parc éolien de la Dune-du-nord S.E.C.
Stade d'avancement	En exploitation	En exploitation	En exploitation
Partenaire privé	Boralex inc.	EDF EN Canada	Plan A Capital et Valeco énergie Québec
Autre partenaire communautaire	RÉGIE-GIM	RÉGIE-GIM	RÉGIE-GIM
Localisation	MRC d'Avignon	MRC des Basques et MRC de Rimouski-Neigette	Communauté Maritime des Îles-de-la-Madeleine
Puissance installée	74.8 MW	224.25 MW	6.4 MW
CAÉ	13 février 2015	13 février 2015	8 juin 2019
Énergie contractuelle	206 720 MWh (365 j)	677 315 MWh (365 j)	29 380 MWh (365 j)
Début des livraisons	31 décembre 2016	6 janvier 2018	29 décembre 2020
RÉGIE-BSL	33.33 % de participation et de contrôle	33.33 % de participation et de contrôle	33.33 % de participation et de contrôle

Tableau 3.4B. : Investissements de la RÉGIE-BSL en développement

	Énergie PPAW S.E.C.	Parc éolien de la Madawaska S.E.C.	Parc éolien de la Forêt Domaniale S.E.C.	Parc éolien Canton MacNider S.E.C.	Parc éolien de Grosse-Île S.E.C.
Stade d'avancement	Développement	Développement	Développement	Développement	Développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada	Algonquin Power	Valeco EQ
Autre partenaire communautaire	RÉGIE-GIM / MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-GIM / MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-GIM / MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-GIM / MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-GIM
Localisation	MRC de Rivière-du-Loup, de Kamouraska et de Témiscouata	MRC du Témiscouata	MRC de Montmagny	MRC de la Matapédia	Communauté Maritime IDLM
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW	122 MW	16.8 MW
CAÉ	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023	29 mars 2023
Énergie contractuelle	1 076 215 MWh (365 j)	832 364 MWh (365 j)	595 085 MWh (365 j)	380 800 MWh (365 j)	75 200 MWh (365 j)
Début des livraisons	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 octobre 2025
RÉGIE-BSL	30 % de participation et de contrôle	20 % de participation et de contrôle	30 % de participation et de contrôle	18% de participation et 30% de contrôle	33 % de participation et de contrôle

3.5 RÉGIE-BSL - Rentabilité des investissements actuels

Les parcs éolien Roncevaux, Nicolas-Riou et de la Dune-du-Nord, dans lesquels la RÉGIE-BSL détient des participations, démontrent une rentabilité constante depuis leur mise en opération commerciale. À partir des encaissements qu'elle obtient des parcs éoliens, la RÉGIE-BSL est en mesure de rencontrer ses obligations financières, notamment à l'égard des règlements d'emprunts et de distribuer les excédents.

Ainsi, depuis 2017 la RÉGIE-BSL effectue des distributions significatives à ses membres tel que présentés au **Tableau 3.5A** ci-après.

Tableau 3.5A. : Distributions annuelles aux membres

Année	Montant total distribué
2017 (Réel)	1 800 000\$
2018 (Réel)	7 710 000 \$
2019 (Réel)	10 500 000 \$
2020 (Réel)	9 000 000 \$
2021 (Réel)	9 000 000 \$
2022 (Réel)	9 000 000 \$
2023 (Budget)	8 500 000 \$

Ces distributions d'excédents démontrent que la RÉGIE-BSL possède une marge de manœuvre importante et une couverture de risque significative à l'égard de toute obligation financière actuelle ou future. La stratégie de divertissement dans plusieurs parcs éoliens permet de gérer le risque financier adéquatement, comme le démontrent les distributions constantes aux membres depuis 2017.

Comme décrit à l'entente de constitution disponible à l'Annexe B du règlement d'emprunt de REGIE-BSL, les profits nets au sein de RÉGIE-BSL sont redistribués aux membres tel que présenté au **Tableau 3.5B**.

Tableau 3.5B – Répartition des quotes-parts au sein de la RÉGIE-BSL

Première Nation ou MRC	Participation (%)	Contribution on fonds éolien régional	Participation nette (%)
Première Nation Wolastoqiyik Wamsipekwik	10 %	0%	10%
MRC de Matapédia	11.25%	1.25%	10%
MRC de la Matanie	11.25%	1.25%	10%
MRC de La Mitis	11.25%	1.25%	10%
MRC de Rimouski-Neigette	11.25%	1.25%	10%
MRC des Basques	11.25%	1.25%	10%
MRC de Rivière-du-Loup	11.25%	1.25%	10%
MRC de Témisouata	11.25%	1.25%	10%
MRC de Kamouraska	11.25%	1.25%	10%
Fond éolien régional de développement	-	-	10%

3.6 RÉGIE-BSL – Évolution de l'endettement total

Depuis sa création, la RÉGIE-BSL a adopté plusieurs règlements d'emprunts afin de financer sa participation dans les différents projets éoliens qui constituent son portfolio d'investissement. Le **Tableau 3.6A** présente l'ensemble des règlements d'emprunts adoptés et approuvés. Le **Tableau 3.6B** quant à lui présente le financement de ces règlements et leur évolution au fil des années. À titre de portrait global d'endettement, le **Tableau 3.6C** présente l'ensemble des règlements d'emprunts de la RÉGIE-BSL et le solde d'emprunt en date du présent document.

Tableau 3.6A – RÉGIE-BSL Règlements d'emprunt adoptés et approuvés

Numéro de règlement	Appels d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale (\$)
1-20160819	AO2013-01 / Parcs éoliens Roncevaux et Nicolas-Riou	77 531 000 \$
2022-01	Parc éolien de la Dune-du-nord	2 350 000 \$

2022-02	Parc éolien de Grosse-île	9 600 000 \$
2022-03	AO2021-01 et AO2021-02 / PPAW-Madawaska-FOD-Canton MacNider	250 000 000 \$
	Total :	339 481 000 \$

Tableau 3.6B – RÉGIE-BSL financement et évolution des règlements d'emprunts

Numéro de financement	Numéro de règlement	Financement (\$)	Solde d'emprunt (\$)
R7010-1	1-20160819	8 478 000 \$	0\$
R7010-2	1-20160819	20 400 000 \$	14 012 000 \$
R7010-3	1-20160819	14 382 000 \$	9 915 000 \$
R7010-4	1-20160819	7 174 000 \$	7 174 000 \$
R7010-5	1-20160819 & 2022-01	8 101 000 \$	8 101 000 \$
	Total :		39 202 000 \$

Tableau 3.6C – RÉGIE-BSL engagements d'emprunts globaux

Numéro de règlement	Appels d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale (\$)	Financement (\$)	Engagement résiduel (\$)
1-20160819	AO2013-01 / Parcs éoliens Roncevaux et Nicolas-Riou	77 531 000 \$	43 260 000 \$	36 852 000 \$
2022-01	Parc éolien de la Dune-du-nord	2 350 000 \$	2 350 000 \$	2 350 000 \$
2022-02	Parc éolien de Grosse-île	9 600 000 \$	0 \$	9 600 000 \$
2022-03	AO2021-01 et AO2021-02 / PPAW-Madawaska-FOD-Canton MacNider	250 000 000 \$	0 \$	250 000 000 \$
	Total :	339 481 000 \$	45 610 000 \$	298 802 000 \$

4. Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine « (RÉGIE-GIM) »

4.1 RÉGIE-GIM - Sa mission

La RÉGIE-GIM a pour mission d'accroître les retombées économiques de l'exploitation de la ressource éolienne. La RÉGIE-GIM investit au nom des MRC de la région et de la Communauté Maritime des Îles-de-la-Madeleine dans des parcs éoliens. Les profits nets sont redistribués aux membres tel que décrit à l'entente de constitution disponible à l'Annexe B du règlement d'emprunt.

4.2 RÉGIE-GIM - Ses membres et son conseil d'administration

La Régie-GIM est constituée des 5 MRC de la Gaspésie et de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine. Sous la présidence de monsieur Simon Deschênes, maire de Sainte-Anne-des-Monts, son conseil d'administration est constitué de 12 administrateurs, soit deux représentants par membre.

La vice-présidente Mme Cathy Poirier, mairesse de Percé et le vice-président Éric Dubé, maire de New-Richmond et préfet de la MRC de Bonaventure appuient le président dans le développement et la gestion de La Régie-GIM.

Pour chaque entité qui la constitue, deux représentants sont désignés pour siéger au conseil d'administration de la RÉGIE-GIM. Ces représentants et administrateurs sont identifiés au **Tableau 4.2**, ci-dessous.

Tableau 4.2. : Membres et administrateurs de la RÉGIE-GIM

MRC	Représentant(e) Officier
MRC d'Avignon	<ul style="list-style-type: none"> Nicole Lagacé, mairesse de Matapédia Mathieu Lapointe, préfet
MRC de Bonaventure	<ul style="list-style-type: none"> Éric Dubé, préfet (Vice-président) Roch Audet, maire de Bonaventure
MRC de Rocher-Percé	<ul style="list-style-type: none"> Cathy Poirier, mairesse de Percé (Vice-présidente) Samuel Parisé, préfet
MRC de la Côte-de-Gaspé	<ul style="list-style-type: none"> Daniel Côté, préfet Délisca Ritchie-Roussy, mairesse de Murdochville
MRC de la Haute-Gaspésie	<ul style="list-style-type: none"> Guy Bernatchez, préfet Simon Deschênes, maire de Sainte-Anne-des-Monts (Président)
Communauté Maritime des Îles-de-la-Madeleine	<ul style="list-style-type: none"> Roger Chevarie, conseiller municipal Hugues LaFrance, conseiller municipal

4.3 RÉGIE-GIM - Sa structure administrative

L'administration de la RÉGIE-GIM relève du directeur général, M. Jean-François Thériault, assisté de la secrétaire-trésorière, Mme Marie-Andrée Pichette.. La RÉGIE-GIM est aussi accompagnée par les ressources administratives de l'Alliance de l'énergie de l'Est s.a. pour la gestion courante de ses activités et pour le suivi de ses investissements.

- M. Jean-Francois Thériault, jftheriault@alliance-est.ca
- Mme Marie-Andrée Pichette, marie-andree.pichette@regim.info

4.4 RÉGIE-GIM - Ses investissements actuels

La RÉGIE-GIM détient actuellement des participations dans neuf (9) sociétés en commandite, dont quatre en exploitation commerciale et 5 en développement, toutes détentrices de CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Quatre de ces neuf entreprises sont en opérations commerciales et ont atteint leur maturité en termes d'opération et les cinq autres sont en phase de développement. Le **Tableau 4.4A** présente sommairement les projets en exploitation commerciale et le Tableau 4.4B présente sommairement les projets en phase de développement.

Tableau 4.4A. : Investissements de la RÉGIE-GIM en exploitation commerciale

	Énergie éolienne communautaire le Plateau S.E.C (LP2)	Énergie éolienne Roncevaux S.E.C.	Parc éolien Nicholas Riou S.E.C.	Parc éolien de la Dune-du-Nord S.E.C.
Stade d'avancement	En exploitation	En exploitation	En exploitation	En exploitation
Partenaire privé	Boralex inc.	Boralex inc.	EDF EN Canada	Plan A Capital et Valeco énergie Québec
Autre partenaire communautaire	RÉGIE-BSL	RÉGIE-BSL	RÉGIE-BSL	RÉGIE-BSL
Localisation	MRC d'Avignon	MRC d'Avignon	MRC des Basques et MRC de Rimouski-Neigette	Îles-de-la-Madeleine
Puissance installée	21.15 MW	74.8 MW	224.25 MW	8 MW

CAÉ	22 mars 2011	13 février 2015	13 février 2015	8 juin 2019
Énergie contractuelle	58 659 MWh (365 j)	206 720 MWh (365 j)	677 315 MWh (365 j)	29 380 MWh (365 j)
Début des livraisons	12 décembre 2014	31 décembre 2016	6 janvier 2018	29 décembre 2020
RÉGIE-GIM	40.01 % de participation et 49% de contrôle	16.67 % de participation et de contrôle	16.67 % de participation et de contrôle	16.67 % de participation et de contrôle

Tableau 4.4B. : Investissements de la RÉGIE-GIM en développement

	Énergie PPAW S.E.C.	Parc éolien de la Madawaska S.E.C.	Parc éolien de la Forêt Domaniale S.E.C.	Parc éolien Canton MacNider S.E.C.	Parc éolien de Grosse-Île S.E.C.
Stade d'avancement	Développement	Développement	Développement	Développement	Développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada	Algonquin Power	Valeco EQ
Autre partenaire communautaire	RÉGIE-BSL / MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-BSL / MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-BSL/ MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-BSL/ MRC l'Islet et Montmagny	RÉGIE-BSL
Localisation	MRC de Rivière-du-Loup, de Kamouraska et de Témiscouata	MRC du Témiscouata	MRC de Montmagny	MRC de la Matapédia	Communauté Maritime IDLM
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW	122 MW	16.8 MW
CAÉ	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023	29 mars 2023
Énergie contractuelle	1 076 215 MWh (365 j)	832 364 MWh (365 j)	595 085 MWh (365 j)	380 800 MWh (365 j)	75 200 MWh (365 j)
Début des livraisons	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 octobre 2025
RÉGIE-BSL	15 % de participation et de contrôle	10 % de participation et de contrôle	15 % de participation et de contrôle	9 % de participation et 15 % de contrôle	16.67 % de participation et de contrôle

4.5 RÉGIE-GIM - Rentabilité des investissements actuels

Les parcs éoliens LP2, Roncevaux, Nicolas-Riou et Dune-du-Nord, dans lesquels la RÉGIE-GIM détient des participations, démontrent une rentabilité constante depuis leur mise en opération commerciale. À partir des encaissements qu'elle obtient des parcs éoliens, la RÉGIE-GIM est en mesure de rencontrer ses obligations financières, notamment à l'égard des règlements d'emprunt et de distribuer les excédents.

Ainsi, depuis 2016 la RÉGIE-GIM effectue des distributions significatives à ces membres tel que présenté au **Tableau 4.5A** ci-après.

Distributions annuelles aux membres

Année	Montant total distribué
.2016 (Réal)	500 000 \$
2017 (Réal)	583 445 \$
2018 (Réal)	3 100 000 \$
2019 (Réal)	6 000 000 \$
2020 (Réal)	4 500 000 \$
2021 (Réal)	4 500 000 \$
2022 (Réal)	4 500 000 \$
2023 (Budget)	4 250 000 \$

Ces distributions d'excédents démontrent que la RÉGIE-GIM possède une marge de manœuvre importante et une couverture de risque significative à l'égard de toute obligation financière actuelle ou future. La stratégie de divertissement dans plusieurs parcs éoliens permet de gérer le risque financier adéquatement, comme le démontrent les distributions constantes aux membres depuis 2016.

Comme décrit à l'entente de constitution disponible à l'Annexe B du règlement d'emprunt de REGIE-GIM, les profits nets au sein de RÉGIE-GIM sont redistribués aux membres tel que présenté au **Tableau 4.5B**.

Tableau 4.5B – Répartition au sein de la RÉGIE-GIM selon la RFU proportionnelle évolutive (tableau réalisé avec les données RFU 2022)

MRC ou Communauté Maritime	RFU	%
Communauté Maritime IDLM	1 388 319 390	17,4%
MRC Rocher-Percé	1 507 603 037	18,9%
MRC Côte-de-Gaspé	1 736 075 051	21,8%
MRC Haute-Gaspésie	873 145 202	10,9%
MRC Bonaventure	1 566 410 688	16,2%
MRC Avignon	1 181 450 290	14,8%
	8 253 003 659	100,0%

4.6 RÉGIE-GIM – Évolution de l'endettement total

Depuis sa création, la RÉGIE-GIM a adopté plusieurs règlements d'emprunts afin de financer sa participation dans les différents projets éoliens qui constituent son portfolio d'investissement. Le **Tableau 4.6A** présente l'ensemble des règlements d'emprunts adoptés et approuvés. Le **Tableau 4.6B** quant à lui présente le financement de ces règlements et leur évolution au fil des années. À titre de portrait global d'endettement, le **Tableau 4.6C** présente l'ensemble des règlements d'emprunts de la RÉGIE-GIM et le solde d'emprunt en date du présent document.

Tableau 3.6A – RÉGIE-GIM Règlements d'emprunt adoptés et approuvés

Numéro de règlement	Appels d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale (\$)
2010-01	AO2009-01 / Parc éolien communautaire Le Plateau II	10 700 000 \$
2014-01	AO2013-01 / Parcs éoliens Roncevaux et Nicolas-Riou	39 350 000 \$
2017-02	Parc éolien de la Dune-du-nord	13 500 000 \$
2022-01	Parc éolien de Grosse-île	4 800 000 \$
2022-02	AO2021-01 et AO2021-02 / PPAW-Madawaska-FOD-Canton MacNider	125 000 000 \$
	Total :	193 350 000 \$

Tableau 4.6B – RÉGIE-GIM financement et évolution des règlements d'emprunts

Numéro de financement	Numéro de règlement	Financement (\$)	Solde d'emprunt (\$)
R7008-1	2010-01	8 193 000 \$	0 \$
R7008-2	2014-01	4 343 000 \$	0 \$
R7008-3	2014-01	17 300 000 \$	11 696 000 \$
R7008-4	2010-01	6 713 000 \$	5 862 000 \$*
R7008-5	2014-01 / 2017-02	4 872 000 \$	4 872 000 \$
R7008-6	2014-01	2 985 000 \$	2 985 000 \$
	Total :		25 415 000 \$

*au 30 septembre 2023 le solde sera de 5 427 000 \$

Tableau 4.6C – RÉGIE-GIM engagements d'emprunts globaux

Numéro de règlement	Appels d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale (\$)	Financement (\$)	Engagement résiduel (\$)
2010-01	AO2009-01 / Parc éolien communautaire LP11	10 700 000 \$	8 193 000 \$	5 862 000 \$
2014-01	AO2013-01 / Parcs éoliens Roncevaux et Nicolas-Riou	39 350 000 \$	21 643 000 \$	18 338 000 \$
2017-02	Parc éolien de la Dune-du-nord	13 500 000 \$	1 215 000 \$	1 215 000 \$
2022-01	Parc éolien de Grosseille	4 800 000 \$	0 \$	4 800 000 \$
2022-02	AO2021-01 et AO2021-02 / PPAW-Madawaska-FOD-Canton MacNider	125 000 000 \$	0 \$	125 000 000 \$
	Total :	193 350 000 \$	31 051 000 \$	155 215 000 \$

5. MRC de l'Islet

La MRC de L'Islet a comme mission l'aménagement et le développement du territoire pour les 14 municipalités qu'elle regroupe. Elle assume également des mandats confiés par ces mêmes municipalités ainsi que le gouvernement du Québec. La Mairesse de Saint-Damase-de-L'Islet, Mme Anne Caron est préfet de la MRC et Mme Catherine Lauzon en est la directrice générale par intérim.

La MRC de l'Islet a débuté sa participation dans les projets éoliens au sein de l'Alliance par le biais des appels d'offres AO2021-01 et AO2021-02. À ce jour la MRC de l'Islet détient maintenant des participations dans quatre (4) sociétés en commandite, toutes détentrices de CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Ces quatre entreprises sont en phase de développement. Le **Tableau 5.1A** présente sommairement les projets éoliens de la MRC de l'Islet en phase de développement.

Tableau 5.1A – Projets éoliens de la MRC de l'Islet en phase de développement

	Énergie PPAW S.E.C.	Parc éolien de la Madawaska S.E.C.	Parc éolien de la Forêt Domaniale S.E.C.	Parc éolien Canton MacNider S.E.C.
Stade d'avancement	Développement	Développement	Développement	Développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada	Algonquin Power
Autre partenaire communautaire	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC Montmagny	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC Montmagny	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC Montmagny	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC Montmagny
Localisation	MRC de Rivière- du-Loup, de Kamouraska et de Témiscouata	MRC du Témiscouata	MRC de Montmagny	MRC de la Matapédia
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW	122 MW
CAÉ	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023
Énergie contractuelle	1 076 215 MWh (365 j)	832 364 MWh (365 j)	595 085 MWh (365 j)	380 800 MWh (365 j)
Début des livraisons	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026
MRC de l'Islet	2.5% de participation et de contrôle	1.67% de participation et de contrôle	2.5 % de participation et de contrôle	1.5 % de participation et 2.5 % de contrôle

6. MRC de Montmagny

Située à 45 minutes de Québec dans la région de la Chaudière-Appalaches, la MRC de Montmagny regroupe quatorze municipalités. Afin d'assurer une planification harmonieuse de l'aménagement du territoire et de soutenir les initiatives de développement social et économique, la MRC de Montmagny offre de nombreux services aux citoyens, ainsi que plusieurs documents et outils d'information. La Mairesse de Cap-Saint-Ignace, Mme Jocelyne Caron est préfet de la MRC et Mme Nancy Labrecque est directrice générale, secrétaire-trésorière.

La MRC de Montmagny n'a pas eu de succès dans le développement éolien avant de rejoindre l'Alliance, malgré le dépôt de quelques projets sur son territoire dans les appels d'offres précédents ceux de AO2021. La MRC de Montmagny a débuté sa participation dans les projets éoliens au sein de l'Alliance par le biais des appels d'offres AO2021-01 et AO2021-02. À ce jour la MRC de Montmagny détient maintenant des participations dans quatre (4) sociétés en commandite, toutes détentrices de CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Ces quatre entreprises sont en phase de développement. Le **Tableau 6.1A** présente sommairement les projets éoliens de la MRC de Montmagny en phase de développement.

Tableau 6.1A – Projets éoliens de la MRC de Montmagny en phase de développement

	Énergie PPAW S.E.C.	Parc éolien de la Madawaska S.E.C.	Parc éolien de la Forêt Domaniale S.E.C.	Parc éolien Canton MacNider S.E.C.
Stade d'avancement	Développement	Développement	Développement	Développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada	Algonquin Power
Autre partenaire communautaire	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC de l'Islet	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC de l'Islet	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC de l'Islet	RÉGIE-BSL / RÉGIE-GIM / MRC de l'Islet
Localisation	MRC de Rivière- du-Loup, de Kamouraska et de Témiscouata	MRC du Témiscouata	MRC de Montmagny	MRC de la Matapédia
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW	122 MW
CAÉ	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023	30 mai 2023
Énergie contractuelle	1 076 215 MWh (365 j)	832 364 MWh (365 j)	595 085 MWh (365 j)	380 800 MWh (365 j)
Début des livraisons	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026	1 décembre 2026
MRC de Montmagny	2.5% de participation et de contrôle	1.67% de participation et de contrôle	2.5 % de participation et de contrôle	1.5 % de participation et 2.5 % de contrôle

7. Partenariats et projets potentiels

7.1 Ententes signées

Au terme du processus initié par l'Alliance dans le cadre de l'appel d'offres, celle-ci s'est associée avec les Soumissionnaires qui souhaitent développer un ou des projets à être installés sur le territoire des membres de l'Alliance dans l'Est-du-Québec. Ainsi, l'Alliance a signé des ententes de partenariats avec les Soumissionnaires suivants :

- EDF Énergie renouvelables
- Invenenergy
- Kruger énergie
- Enerfin
- Valeco Énergie Québec

Ces ententes de participation encadrent entre-autre les modalités de participation à l'appel d'offres et permettent à l'Alliance de réaliser un processus de vérification diligente nécessaire afin de valider la conformité des projets soumis.

L'Annexe B du présent document contient la table des matières du modèle type d'entente de participation, qui a été transmis à tous les partenaires ci-haut mentionnés afin d'en venir à une entente propre à chacun pour refléter les particularités de leurs projets et leurs entités corporatives.

7.2 Processus de vérification diligente

Il est convenu qu'en vertu de l'Entente de participation, aux fins de l'appui et de la participation du Milieu local, le Soumissionnaire doit lui partager l'ensemble des données quantitatives, qualitatives et financières lui permettant d'évaluer la viabilité et la conformité du Projet, de même que tout autre facteur susceptible d'influencer les risques et les bénéfices de sa participation audit Projet.

Pour réaliser ce processus de vérification diligente selon les bonnes pratiques de l'industrie et dans le respect des engagements de confidentialité à l'égard de l'information partagée par les Soumissionnaires, l'Alliance a retenu les services d'une firme spécialisée dans l'évaluation financière de projet d'énergie renouvelable.

Les professionnels mandatés auront accès à l'ensemble des prévisions financières de tous les projets à être appuyés par les Partenaires communautaires et ont réalisé une analyse exhaustive des différentes hypothèses, données financières, caractérisation de la ressource éolienne, soumissions relatives à la fourniture et l'installation des éoliennes, soumissions relatives à la construction, montage financier, dépenses opérationnelles et tout ce que peut contenir des prévisions financières complètes pour de tels projets.

Le 6 septembre 2023, conformément à l'Entente de participation et à la suite d'une première partie du processus de vérification diligente, le Milieu local aura à appuyer les projets aux fins de leurs soumissions aux Appels d'offres sur la base d'information sommaire. À la suite du dépôt des offres à Hydro-Québec Distribution par les Soumissionnaires une vérification plus exhaustive aura lieu, basée sur les documents détaillés au terme de laquelle l'Alliance devra ratifier les modifications s'il y a lieu.

7.3 Projets potentiels

Tout Soumissionnaire intéressé à déposer un projet éolien sur le territoire de l'Alliance devait tenir des séances publiques de consultation avant que l'Alliance puisse considérer appuyer le ou les projets potentiels. Le **Tableau 7.3** présente l'ensemble des projets ayant fait l'objet de séances publiques et qui seront soumis à l'Alliance en vue de recevoir un appui préalable au dépôt à Hydro-Québec Distribution.

Considérant les zones admissibles identifiées par Hydro-Québec, deux (2) projets seront potentiellement déposés pour la zone de Montmagny, d'une capacité maximale d'intégration de 200 MW et trois (3) projets seront potentiellement déposés pour la zone de Rivière-du-Loup, d'une capacité maximale d'intégration de 400 MW.

Tableau 7.3 – Liste des projets présentés lors des séances publiques

Zone admissible	Soumissionnaire	Nom du Projet
Montmagny (200 MW)	EDF Renouvelable Canada	Projet éolien Forêt Domaniale 2
Montmagny (200 MW)	Kruger Énergie	Projet éolien Saint-Paul-de-Montmagny
Rivière-du-Loup (400 MW)	Invenergy	Projet éolien PPAW 2
Rivière-du-Loup (400 MW)	Valeco Énergie Québec	Projet éolien Rivière-Rocheuse
Rivière-du-Loup (400 MW)	Enerfin	Projet éolien Citadelle

7.4 Analyses financières

Comme convenu à l'Entente de participation, l'Alliance a eu accès aux prévisions financières de tous les projets déposés en partenariat avec elle dans le cadre des Appels d'Offres. Ces prévisions financières ont été déposées dans le cadre du processus de vérification diligente et l'Alliance a été en mesure d'apprécier financièrement tous les projets avec lesquels elle risque d'être associée, incluant toutes les variantes déposées par les Soumissionnaires.

Dans le cadre des appels d'offres, chaque Soumissionnaire pouvait déposer jusqu'à 2 variantes d'un même projet. Considérant que l'Alliance a évalué cinq (5) projets, l'analyse financière consistait en l'évaluation potentielle de 15 modèles financiers distincts.

Les Soumissionnaires devaient présenter l'information de manière comparable dans des formulaires prédéfinis et inclus dans L'Entente de participation sous l'appellation Annexe A et Annexe B.

L'Annexe A de l'Entente regroupe l'ensemble des hypothèses qui ont été utilisées par le Soumissionnaire pour monter ses soumissions qui sont séparées en trois (3) grandes catégories :

- Hypothèses techniques clés (production, coûts, garanties financières)
- Hypothèses clés macroéconomiques et financières pour la Dette senior

- Résultats des analyses de sensibilités appliquées sur chaque Variante

L'Annexe B de l'Entente est essentiellement le proforma financier, présenté de manière à faciliter l'évaluation des offres et de réaliser un processus de vérification diligente efficace dans un court laps de temps.

7.5 Comité aviseur

Le processus de vérification diligente a été réalisé par le Comité aviseur formé par l'Alliance, spécifiquement pour cet exercice. Le Comité aviseur étant formé de professionnels externes et de la permanence de l'Alliance afin de s'assurer du respect de la confidentialité de l'information reçue et de l'intégrité du processus.

Les professionnels externes, inconnus des Soumissionnaires pour s'assurer de l'intégrité du processus, provenaient des firmes suivantes :

- Aviseurs juridiques (firme d'ampleur national)
- Aviseurs financiers (Spécialistes en évaluation et financement d'infrastructures énergétiques reconnus internationalement)
- La permanence de l'Alliance s'occupait de l'interaction avec les Soumissionnaires et la coordination du processus d'évaluation

7.6 Confidentialité et sensibilité de l'information

Considérant que le processus de réponse à l'Appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution n'est pas terminé et que les gagnants ne sont pas connus, il nous est impossible de divulguer les détails liés à chaque projet spécifique. L'Alliance procède à une analyse détaillée de tous ces projets sous le sceau de la confidentialité et le non-respect de cette condition pourrait causer préjudice aux Soumissionnaires ainsi qu'au processus d'appels d'offres lui-même.

C'est dans ce contexte que nous proposons de faire la présentation financière d'un projet type de 200 MW dans le but d'évaluer les besoins en capitaux et la rentabilité future pour les membres de l'Alliance. La rigueur du processus d'évaluation mis en place par l'Alliance permet de confirmer que celle-ci s'associe avec des projets rentables et la présentation du projet type permet de quantifier cette rentabilité pour les membres de l'Alliance.

7.7 Sélection des Projets

Tel que présenté à la section 2 du présent document, l'Appel d'offres A/O 2023-01 vise à faire l'acquisition d'un bloc d'énergie éolienne d'une capacité visée de 1500 MW.

Les projets gagnants au terme du processus d'appel d'offres seront annoncés par Hydro-Québec Distribution à la fin de l'année 2023. Hydro-Québec Distribution doit procéder à l'analyse des soumissions reçues via un processus d'évaluation en trois (3) étapes :

- Étape 1 : L'évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales
- Étape 2 : Le classement des soumissions
- Étape 3 : La simulation des meilleures combinaisons

L'Alliance considère avoir d'excellentes chances de remporter certains projets dans les partenariats établis, toutefois il est impossible de prédire le résultat du processus d'évaluation réalisé par Hydro-Québec Distribution.

8. Projet éolien type

8.1. *Projet éolien type de 200 MW*

La plus petite zone admissible sur le territoire de l'Alliance est de 200 MW dont la taille est représentative des projets qui seront déposés par les Soumissionnaires et analysés par l'Alliance. Nous utiliserons donc cette taille de projet pour faire la présentation de la viabilité financière du modèle d'affaires par le biais d'un Projet Type.

Il est important de noter que le Projet Type de 200 MW qui est présenté ci-après n'est pas un projet réellement déposé, mais dont les particularités sont représentatives des conditions de marchés actuelles. Les montants, les hypothèses et les différents paramètres sont donc représentatifs de la réalité. Ce Projet Type est utilisé pour témoigner de la rentabilité espérée des investissements et nous utiliserons un facteur de multiplication pour appliquer la rentabilité à la totalité des projets pouvant être sélectionnés par Hydro-Québec dans les deux (2) zones admissibles, soit un total maximal de 600 MW.

8.2. *Coûts de Projet Type*

Rappelons que l'Alliance est partenaire dans neuf (9) projets, dont quatre (4) en opération commerciale et cinq (5) en développement, ce qui confère à l'Alliance une base de données importante en termes de coûts de projets et de prévisions financières. Le coût de Projet Type est donc élaboré sur la base des connaissances acquises dans les partenariats antérieurs et de l'évolution des réalités de marché auxquelles l'Alliance est exposée dans le cadre du présent appel d'offres. Il est donc important de noter que les coûts de projet prennent en considération l'augmentation des coûts subits au cours des derniers mois.

Le **Tableau 8.2** présente un sommaire des coûts de Projet Type de 200 MW

Tableau 8.2 : Coûts de Projet Type 200 MW

Description	Montant (\$)
Turbines et accessoires	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> Cette information n'est pas publique. </div>
Travaux civils et électriques (incluant remboursement du poste)	
Frais de développement et contingences	
Coût de projet :	675 000 000 \$

8.3. Financement de Projet Type 200 MW

Tel qu'exigé par l'Alliance et précisé à l'Entente de participation, chaque projet éolien sera financé grâce à plusieurs sources de fonds :

Dette senior sans recours

Dans un premier temps les coûts de projets seront financés par une dette de projet sans recours. La Société de projet contractera une dette auprès d'une institution financière et seuls les actifs et les parts de la société seront mis en garantit. À l'égard du prêteur, les partenaires seront ainsi exposés uniquement à la contribution en capital qu'ils auront placée dans la société et le prêteur n'aura aucun autre recours contre les partenaires dans une situation de défaut de la société à l'égard du prêt contracté. Cette dette représentera environ entre 75% et 85% des coûts de projet selon les conditions de marché actuelles.

Contribution en capital

La différence entre le coût total de projet et le montant du prêt consenti à la société de projet devra être comblée par des mises de fonds des partenaires. L'ensemble des partenaires devront donc procéder à des apports en capital représentant environ +/-25% des coûts de projet. Chaque Partenaire communautaire formant l'Alliance, RÉGIE-BSL, RÉGIE-GIM, MRC de l'Islet et MRC de Montmagny devront donc contribuer à la mise de fonds des partenaires selon leur quote-part respective soit pour un total de 50% du capital requis. (+/-12.5% des coûts de projets). Cette mise de fonds devra provenir des règlements d'emprunts respectifs.

Lettres de crédit et autres instruments financiers

Certains contrats exigent des garanties à durée déterminée, notamment de la part d'Hydro-Québec Distribution pour le contrat d'approvisionnement en électricité (CAÉ) et d'Hydro-Québec Trans-Énergie pour le contrat de raccordement au réseau. Ces lettres de crédit doivent être supportées par les partenaires de la Société qui exploitera le projet tant que celle-ci n'a pas finalisé son processus de financement avec un prêteur indépendant. Une fois que la Société a sécurisé le financement du projet, les partenaires sont libérés des lettres de crédit émises et la Société s'assure de mettre en place les lettres de crédit requises. Normalement lorsque le projet est en opération commercial ou quelques mois suivant cette date, les lettres de crédit émises par les Partenaires Communautaires sont abolies. Le turbinier et l'entrepreneur général peuvent aussi exiger certaines garanties pendant la période de construction du projet.

Il est possible aussi que le financement de projet exige des lettres de crédit des partenaires pour garantir le ratio de couverture de dettes et libérer une plus grande partie de flux monétaires pouvant être distribué aux partenaires. Cette lettre de crédit pourrait représenter 1 trimestre de remboursement capital et intérêt de la dette projet, réparti entre partenaires selon leur quotepart au projet.

RÉGIE-BSL, RÉGIE-GIM, MRC de l'Islet et MRC de Montmagny doivent donc prévoir un certain montant à même leurs règlements d'emprunts pour honorer leur quote-part de ces lettres de crédit et autres instruments financiers qui devront être mis en place pour différentes périodes du projet.

Le **Tableau 8.3A** présente un sommaire du financement de Projet type de 200 MW. Ce financement est basé sur des taux d'intérêt représentatifs du marché actuel. À noter que le pourcentage de financement par le biais de dette sans recours peut varier d'un projet à l'autre selon la stratégie financière adoptée par chacun des Soumissionnaires.

Tableau 8.3A : Financement de Projet Type de 200 MW

Description	Montant (\$)
Dette sans recours (75% des coûts de projet)	506 250 000 \$
Contribution en capital des partenaires privés	84 375 000 \$
Contribution en capital de l'Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.	84 375 000 \$
Contribution en capital de RÉGIE-BSL	50 625 000 \$
Contribution en capital de RÉGIE-GIM	25 312 500 \$
Contribution MRC de l'Islet	4 218 750 \$
Contribution MRC de Montmagny	4 218 750 \$
Coût de projet total	675 000 000 \$

Le **Tableau 8.3B** présente quant à lui les besoins en lettres de crédit qui sont connus à ce stade-ci, soit celles requises pour le contrat d'approvisionnement en électricité (CAÉ) et celles requises à l'égard de l'entente de raccordement.

Tableau 8.3B – Besoins de l'Alliance en termes de lettres de crédit

Description	Montant (\$)
Lettres de crédit à la signature du CAÉ avec Hydro-Québec Distribution (15,000 \$ / MW installé) (Niveau projet)	3 000 000 \$
Lettres de crédits CAÉ - Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.	1 500 000 \$
Contribution en capital de RÉGIE-BSL	900 000 \$
Contribution en capital de RÉGIE-GIM	450 000 \$
Contribution MRC de l'Islet	75 000 \$
Contribution MRC de Montmagny	75 000 \$
Lettres de crédit pour l'entente de raccordement avec Hydro-Québec trans-énergie (50% des coûts de raccordement) (Niveau projet)	20 000 000 \$

Lettres de crédit raccordement – Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.	10 000 000 \$
Contribution en capital de RÉGIE-BSL	6 000 000 \$
Contribution en capital de RÉGIE-GIM	3 000 000 \$
Contribution MRC de l'Islet	500 000 \$
Contribution MRC de Montmagny	500 000 \$
Lettres de crédit totales (niveau projet)	23 000 000 \$
Lettres de crédit totales (Alliance de l'énergie de l'Est)	11 500 000 \$

8.4. Échéancier de Projet Type

Les Appels d'offres exigent que les projets gagnants soient en mesure de livrer de l'électricité au réseau au plus tard pour le 1 décembre 2029, avec possibilité de livraison au 1 décembre 2028 ou 1 décembre 2027 au choix du Soumissionnaire, mais sujet à la décision d'Hydro-Québec Distribution lors de l'évaluation des Offres. Pour respecter un tel échéancier, les étapes suivantes doivent être réalisées dès l'annonce des projets gagnants par Hydro-Québec Distribution:

Phase 1 : Développement

- Officialiser les partenariats entre le partenaire communautaire et le promoteur;
- Mise en place de la société de projet (société en commandite);
- Signature du contrat d'approvisionnement d'énergie avec Hydro-Québec Distribution;
- Signature de l'entente de raccordement avec Hydro-Québec TransÉnergie;
- Études de vent et modélisation détaillée;
- Ingénierie préliminaire;
- Réalisation des études environnementales exigées;
- Demande des permis, certificats d'autorisations auprès des différents organismes: ministère de l'Environnement (MDDEP), Commission de protection du territoire agricole (CPTAQ), MRC, etc.;
- Appels d'offres et négociations de contrats avec le turbinier sélectionné et les différents entrepreneurs généraux et sous-traitants impliqués.
- Suivre et valider la modélisation financière du projet à toutes les étapes du processus de développement;
- Négociation du contrat d'exploitation et d'entretien avec le Turbinier sélectionné;
- Négociation des ententes de financement avec les données les plus à jour.

Phase 2 : Construction

- Mise en chantier et suivi des engagements de chacun;
- Planification et contrôle des activités de construction;
- Suivi des engagements contractuels des différents sous-traitants;
- Suivi des coûts et des échéanciers de réalisation;
- Relations avec le milieu local et les propriétaires terriens pour faciliter l'accès au territoire;
- Exécution du financement à long terme;
- Raccordement au réseau de distribution d'Hydro-Québec;
- Mise en route et début des livraisons d'électricité.

Phase 3 : Exploitation

- Exploitation, entretien et maximisation de la productivité;
- Confirmation du potentiel de vent versus les prévisions;
- Faire respecter l'ensemble des budgets de fonctionnement;
- Suivi des obligations du turbinier et validation de la performance des éoliennes et ce, jusqu'après la garantie du fabricant;
- Renouvellement du parc éolien à la fin du mandat ou démantèlement.

8.5. Revenus et dépenses d'un Projet Type 200 MW

La rentabilité d'un parc éolien est directement reliée avec la ressource de vent et la capacité à l'exploiter. C'est pour cette raison que les résultats obtenus à l'aide des mâts de mesure de vent sont des facteurs essentiels à considérer lors de l'évaluation d'un projet. Il y a également d'autres facteurs pertinents tels que la qualité de l'écoulement du vent, la performance des éoliennes, etc.

Le prix soumissionné résultera de l'équation entre le taux de rendement interne recherché sur l'investissement et un prix compétitif afin d'augmenter les chances de sélection du projet par Hydro-Québec.

Dans l'état des résultats, il est important de noter que le bénéfice net augmente année après année. Ceci s'explique par le fait que le prix de vente augmente avec l'indice des prix à la consommation (IPC) alors que les intérêts sur le remboursement de la dette diminuent chaque année.

Le bénéfice est une valeur comptable. Dans la réalité, ce sont les flux de trésorerie dégagés qui seront transférés au promoteur et aux membres de l'Alliance. Cependant, une certaine réserve sera conservée dans la société en commandite pour financer le fonds de roulement et le fonds de réserve.

Le **Tableau 8.5** résume bien les revenus gagnés et les frais encourus pour un projet éolien.

Tableau 8.5 : Revenus et dépenses d'un Projet Type¹

ALLIANCE DE L'ÉNERGIE DE L'EST		PROJET TYPE 200 MW							
		1	2	3	4	5	10	20	30
Index prix:	2%								
Sources de revenus:		Cette information n'est pas publique.							
Production électrique net - P50 (GWh)									
Revenus liés à la vente d'électricité									
Total sources de revenus									
<i>Utilisation des revenus avant fonds de roulement et bailleurs de fonds:</i>									
Coûts liés à l'entretien et maintenance des éoliennes									
Coûts de gestion payés au Soumissionnaire									
Coûts liés à l'entretien et la maintenance des équipements autre que les éoliennes									
Coûts G&A incluant légal, assurances, administration, etc.									
Redevances payées aux collectivités									
Paielements pour les baux									
Taxes sur les services publics									
Autres coûts d'exploitation non inclus dans les postes ci-dessus									
Contingences									
Total utilisation des revenus avant bailleur de fonds									
Variation du fonds de roulement									
Flux monétaires disponibles pour le service de la dette									
<i>Paielements pour la Dette senior:</i>	75%								
Paielement de frais d'intérêt									
Remboursement du prêt									
Paielement frais d'agent									
Paielement frais de lettre de crédit									
Variation de l'encaisse du DSRA (si applicable)									
Total paielements pour la dette senior									
Flux monétaires disponibles pour les investisseurs									

¹ La présentation utilisée pour les revenus et dépenses est basée sur la présentation exigée aux Soumissionnaires via les Annexes A et B de l'entente-type de participation

8.6. Rendement espéré d'un Projet Type 200 MW

Le **Tableau 8.5** présente donc les années 1 à 5 du projet ainsi que les années 10, 20 et 30 puisqu'il s'agit ici d'un projet type pour un contrat d'une durée de 30 avec Hydro-Québec Distribution. L'important pour l'Alliance est la gestion des risques liés aux opérations pour assurer le service de la dette au projet qui permet des distributions aux investisseurs. De plus, ces distributions aux investisseurs doivent être suffisantes pour que les Partenaires Communautaires membres de l'Alliance puissent rembourser les obligations liées à leurs règlements d'emprunt.

Ratio de couverture de dette

L'Entente de Participation signée avec les Soumissionnaires énonce les attentes de l'Alliance à l'égard de la gestion du risque d'exploitation d'un projet. Le facteur le plus influent sur la gestion du risque et la disponibilité des flux monétaires pour l'Alliance est représenté par le ratio de couverture de dette.

Ainsi l'article 4.03.02 de l'Entente type de participation mentionne que le Projet devra prévoir que le ratio de couverture du service de la dette (« DSCR ») demeure constant durant le terme de ce prêt. Le ratio DSCR dans un scénario P50 (scénario de base) pour dimensionner et sculpter la dette senior ne pourra être inférieur à 1,40x et le ratio DSCR dans un scénario P99 10 ans (scénario dégradé) ne pourra être inférieur à 1,00x.

À noter que la valeur P50 correspond au niveau de production annuelle dont la probabilité de dépassement est de 50%. La valeur P99 correspond au niveau de production annuelle qui devrait être dépassée avec une probabilité de 99% le P50. En utilisant ces ratios pour évaluer les flux monétaires nets provenant d'un projet éolien, on s'assure que le niveau de dette est dimensionné en fonction de la capacité du gisement éolien et des turbines sélectionnés.

Taux de rendement interne

Pour évaluer le risque relié la rentabilité des projets éoliens soumissionnés, l'Alliance a réalisé une analyse de sensibilité sur le taux de rendement d'un Projet Type en fonction de la variation des différentes hypothèses clés.

Afin d'être en mesure d'apprécier le taux de rendement interne des projets soumis et du Projet Type, l'Alliance a fait réaliser en 2022 une étude portant sur l'évaluation du taux de rendement sur équité requis par un investisseur typique dans un contexte d'appel d'offres éolien au Québec, étude qui a été réalisée par une firme spécialisée et reconnue dans l'industrie.

8.7. Rendement espéré pour les Partenaires Communautaires

Les revenus et dépenses des Partenaires Communautaires membres de l'Alliance sont assez simples. D'un côté, l'Alliance reçoit des liquidités générées par l'investissement dans la société en commandite de projet, paie ses frais de fonctionnement et ensuite distribue les liquidités nettes aux Partenaires Communautaires. Les Partenaires Communautaires encaissent les distributions et paient le capital et les intérêts de leur règlement d'emprunt respectif.

Une fois le capital et intérêts payés par chaque Partenaires Communautaires, ceux-ci sont en mesure d'effectuer des distributions aux membres qui les constituent dans les proportions qu'ils ont préalablement déterminées entre eux, soit par le biais des ententes intermunicipales pour le cas des RÉGIE-BSL et RÉGIE-GIM et par le biais de résolutions ou de règlements dans le cas des MRC.

Dans un premier temps, le **Tableau 8.7A** présente le montant des règlements d'emprunt requis par chaque Partenaire Communautaire membre de l'Alliance pour participer dans un Projet Type de 200 MW.

Tableau 8.7 A – Règlements d'emprunts requis pour participer dans un Projet Type de 200 MW

200 MW Projet type	ALLIANCE	RÉGIE BSL	RÉGIE GIM	MRC L'ISLET	MRC MONTMAGNY
Total équité PROJET	168.75M\$				
Participation	50%	30,0%	15,0%	2,5%	2,5%
Équité	84.375 M\$	50.625 M\$	25.312 M\$	4.219 M\$	4.219 M\$
Frais incident (9%)	8.419M\$	5.051M\$	2.525M\$	420 985\$	420 985\$
Règlement d'emprunt à financer ²		55.676 M\$	27.838M\$	4.639M\$	4.639M\$

Puisque les règlements d'emprunts des Partenaires Communautaires sont remboursés à partir des liquidités nettes perçues des projets éoliens, la période d'amortissement des règlements d'emprunts se doit de correspondre au moins à la durée des contrats d'approvisionnement en électricité signés avec Hydro-Québec Distribution. Dans le cas du Projet Type, il s'agit d'un contrat d'une durée de 30 ans. Pour l'évaluation de la rentabilité des investissements de l'Alliance l'amortissement est établi à 30 ans et le taux d'intérêt initial pour les règlements d'emprunts sont établis à 5.0 %, soit les taux en en date des présentes, à 4% à la suite du premier refinancement après 5 ans, pour ensuite revenir à 3.5% pour les 20 ans restantes. Le taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital est de 4%.

En utilisant les flux monétaires nets générés par le Projet Type de 200 MW, tel que présenté au **Tableau 8.5** et la structure de financement par règlements d'emprunts présentés au **Tableau 8.7A**, on peut évaluer la rentabilité nette des investissements des Partenaires Communautaires membres de l'Alliance qui est présentée au **Tableau 8.7B**.

² Portion du règlement d'emprunt à financer au long terme, sans considérer la portion de règlement d'emprunt requise pour couvrir les besoins en termes de lettre de crédit

Tableau 8.7B : Rentabilité nette des investissements des Partenaires Communautaires dans un Projet Type de 200 MW

200 MW Projet type				
Niveau Projet				
Coût de projet	675 000 000			
Dette senior	506 250 000			
Total équité PROJET	168 750 000			
Flux monétaires annuels moyens disponibles aux investisseurs 10 ans	Celle information n'est pas publique.			
Flux monétaires annuels moyens disponibles aux investisseurs 30 ans				
Niveau Partenaires Communautaires	RÉGIE BSL	RÉGIE GIM	MRC L'ISLET	MRC MONTMAGNY
Participation	30,0%	15,0%	2,5%	2,5%
Équité	50 625 000	25 312 500	4 218 750	4 218 750
Frais incident (9%)	5 051 819	2 525 909	420 985	420 985
Règlement d'emprunt	55 676 819	27 838 409	4 639 735	4 639 735
Capital et intérêts annuel (moyen 30 ans)	Celle information n'est pas publique.			
Flux monétaires moyens 10 ans				
Flux monétaires moyens 30 ans				
Distribuable net moyen 10 ans				
Distribuable net moyen 30 ans	5 992 150	2 736 151	456 002	456 002

* Moyen 10 ans = Moyenne des 10 premières années du projet

Le **Tableau 8.7B** démontre donc la rentabilité que peut espérer chaque Partenaires Communautaires membre de l'Alliance pour chaque tranche de 200 MW de projet gagnant à l'Appel d'Offres. À titre d'exemple, pour connaître la rentabilité liée à l'exploitation de 600 MW de projets éoliens ont utiliserait un facteur de trois (3) par rapport aux résultats présentés pour le Projet Type de 200 MW.

9. Règlement d'emprunt, rentabilité globale et gestion du risque

9.1 Contribution en capital

Au terme du processus de sélection des projets par Hydro-Québec Distribution, l'Alliance doit être prête à honorer l'ensemble des obligations lié aux ententes de partenariats signées avec les différents partenaires.

Étant dans l'impossibilité de prévoir le résultat de l'appel d'offres, l'Alliance doit considérer qu'il est possible de gagner la totalité des MW possible par zone admissible, soit 600 MW au total.

Comme présenté à la **section 2.3**, l'Alliance s'est engagée dans des partenariats égaux avec les Soumissionnaires, partenariats dans lesquels elle détiendra cinquante pourcent (50%) du capital action et cinquante pourcent (50%) des parts des sociétés des projets éoliens, exigeant par le fait même qu'elle contribue à 50% de la contribution en capital de chaque projet.

Les règlements d'emprunts requis par la RÉGIE-BSL, RÉGIE-GIM, la MRC de l'Islet et la MRC de Montmagny pour mener à terme leurs investissements dans le cadre des Appels d'offres sont donc composés des mises de fonds requises dans les différents projets, additionnées des différents frais incidents auxquels s'ajoutent les besoins en émissions de lettres de crédit.

Les mises de fonds dans les projets proviennent du **Tableau 8.3A** qui présente les montants à investir par l'Alliance pour détenir une participation de 50% dans un Projet Type de 200 MW. Le **Tableau 9.1** présente les mises de fonds de l'Alliance pour un total de 600 MW, soit trois (3) projets équivalents au Projet Type.

Tableau 9.1 – Contribution en capital maximale requis pour les projets éoliens pouvant être remportés par l'Alliance

Zone Admissible	X Projet Type	Puissance installée	Investissement requis
Montmagny (200MW)	Équivalent de 1 x Projet Type	200 MW	84.375 M\$
Rivière-du-Loup (400MW)	Équivalent de 2 x Projets Types	400 MW	168.750 M\$
	Total maximal possible :	600 MW	253.125M\$

9.2 Lettres de crédit

Pour émettre une lettre de crédit, l'Alliance demande à son institution financière de geler une partie de la capacité d'emprunt court terme et en contrepartie l'institution financière confirme au bénéficiaire de la lettre de crédit irrévocable que les fonds sont disponibles advenant un défaut qui est couvert par la lettre de crédit.

Dans le calcul du montant de règlement d'emprunt, on doit donc ajouter aux montants de contributions en capital, ceux requis pour couvrir l'émission des différentes lettres de crédit pendant les étapes de développement et de construction de projet. Le **Tableau 9.2** présente quant à lui le montant total requis pour couvrir l'émission des lettres de crédit pour un total de 600 MW, soit celles requises pour trois (3) projets équivalents au Projet Type tel qu'initialement présenté au **Tableau 8.3B**.

Tableau 9.2– Montants requis pour l'émission des lettres de crédit de l'Alliance

Zone Admissible	X Projet Type	Puissance installée	Montant pour lettres de crédit
Montmagny (200MW)	Équivalent de 1 x Projet Type	200 MW	11.5 M\$
Rivière-du-Loup (400MW)	Équivalent de 2 x Projets Types	400 MW	23 M\$
	Total maximal possible :	600 MW	34.5 M\$

9.3 Frais incidents

Pour le calcul du montant de règlement d'emprunt, on doit inclure les différents frais incidents requis pour réaliser ces investissements qui s'ajoutent aux besoins en contribution en capital et aux lettres de crédit.

Ces frais sont constitués d'honoraires professionnels pour l'accompagnement de l'Alliance dans la réalisation du projet, des frais d'intérêts courts termes et des frais d'émissions d'obligation pour le financement initial du règlement d'emprunt par le biais du Ministère des Finances.

Les honoraires professionnels sont requis pour l'accompagnement de l'Alliance principalement au point de vue juridique pour la mise en place des sociétés des projets gagnants. Cette étape est importante pour la protection des intérêts de l'Alliance et de ces membres pour la durée de vie de l'investissement.

Les frais d'intérêts courts termes résultent de l'utilisation d'une facilité de crédit court terme qui permet le décaissement progressif des contributions en capital jusqu'au moment où les règlements d'emprunts seront financés au long terme, soit environ trois (3) à six (6) mois suivant la mise en opération commerciale des projets. Ce financement court terme peut donc s'échelonner sur une durée d'environ 3 à 4 ans selon la date de livraison choisie à l'Appel d'Offres. S'ajoute aussi aux frais d'intérêts, les frais d'émission des lettres de crédit qui sont émises par l'institution financière qui offre la facilité de crédit court terme à l'Alliance et ses membres.

Le **Tableau 9.3A** présente le calcul des frais incidents pour la réalisation d'un Projet Type de 200 MW.

Tableau 9.3A – Frais incidents pour un Projet Type de 200 MW

Description frais incidents	Hypothèses	Frais incidents (\$) Projet Type
Honoraires professionnels	Services juridiques 100K\$ / Projet	100 000 \$
Intérêts courts termes	Décaissement linéaire sur 2 les premières années, 1 an d'intérêt pleinement décaissé	7.594 M\$
Frais d'émission de lettres de crédit	Coûts des lettres de crédits	172 500 \$
Frais d'émission d'obligations	0.6% de la valeur du financement	553 448 \$
	Frais incident Projet Type :	8.420 M\$

Le **Tableau 9.3B** présente quant à lui le montant total requis pour couvrir les frais incidents pour un total de 600 MW, soit ceux requis pour trois (3) projets équivalents au Projet Type.

Tableau 9.3B – Frais incidents pour l'ensemble des projets potentiels de l'Alliance

Zone Admissible	X Projet Type	Puissance installée	Frais incidents
Montmagny (200MW)	Équivalent de 1 x Projet Type	200 MW	8.420 M\$
Rivière-du-Loup (400MW)	Équivalent de 2 x Projets Types	400 MW	16.840 M\$
	Total maximal possible :	600 MW	25.260 M\$

9.4 Contingences

L'Alliance de l'énergie de l'Est est consciente que les projets soumissionnés auxquels elle est associée ne seront pas nécessairement tous gagnants au terme du processus d'Appel d'Offres. L'Appel d'Offres compétitif n'est pas limité au territoire de l'Est du Québec et le total des zones admissibles (3000 MW) dépasse le total du nombre de MW recherché à l'Appel d'Offres (1500 MW).

Considérant cette réalité, l'Alliance n'a pas ajouté de contingences additionnelles sur l'ampleur des règlements d'emprunts. Les montants associés aux projets qui ne seront pas gagnés pourront servir aux éléments suivants :

- Contingence sur la hausse des taux d'intérêt court terme
- Contingence sur la contribution en capitale additionnelle si requis
- Hausse des frais d'émission des obligations lors du financement long terme des règlements d'emprunts

9.5 Règlements d'emprunts requis

Le **Tableau 9.5A** ci-après résume donc le montant total des règlements d'emprunt requis pour la participation de l'Alliance dans un Projet Type de 200 MW :

Tableau 9.5A : Total des règlements d'emprunts requis pour un Projet Type (200 MW)

Description	Montant (\$)
Contribution en capital de l'Alliance	84.375 M\$
Frais incidents (frais légaux, intérêt court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (9%)	8.4 M\$
Lettres de crédits et instruments financiers	11.5 M\$
Règlement d'emprunt requis	104.3 M\$

Le **Tableau 9.5B** quant à lui résume donc le montant total des règlements d'emprunt requis pour la participation de l'Alliance dans tous les projets possibles dans les zones admissibles d'intégration, soit pour 600 MW, donc ceux requis pour trois (3) projets équivalents au Projet Type.

Tableau 9.5B : Total des règlements d'emprunts requis pour 600 MW

Description	Montant (\$)
Contribution en capital de l'Alliance	253.1 M\$
Frais incidents (frais légaux, intérêt court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (9%)	25.3M\$
Lettres de crédits et instruments financiers	34.50 M\$
Règlement d'emprunt requis	312.9 M\$

En appliquant le pourcentage de participation respectif à chacun des membres de l'Alliance, on obtient leurs règlements d'emprunts respectifs pour une participation dans un total de 600 MW, soit trois (3) projets équivalents au Projet Type (200 MW)

Tableau 9.5C : Règlement d'emprunt RÉGIE-BSL

Description	Montant (\$)
Contribution en capital REGIE-BSL (30% de participation)	151 880 000 \$
Frais incidents (frais légaux, intérêt court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (9%)	15 160 000 \$
Lettres de crédits et instruments financiers	20 700 000 \$
Règlement d'emprunt requis	187 740 000 \$

Tableau 9.5D : Règlement d'emprunt RÉGIE-GIM

Description	Montant (\$)
Contribution en capital REGIE-GIM (15% de participation)	75 940 000 \$
Frais incidents (frais légaux, intérêt court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (9%)	7 580 000 \$
Lettres de crédits et instruments financiers	10 350 000 \$
Règlement d'emprunt requis	93 870 000 \$

Tableau 9.5E : Règlement d'emprunt MRC de L'Islet

Description	Montant (\$)
Contribution en capital MRC de L'Islet (2.5 % de participation)	12 656 667 \$
Frais incidents (frais légaux, intérêt court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (9%)	1 263 333 \$

Lettres de crédits et instruments financiers	1 725 000 \$
Règlement d'emprunt requis	15 645 000 \$

Tableau 9.5F : Règlement d'emprunt MRC de Montmagny

Description	Montant (\$)
Contribution en capital MRC de Montmagny (2.5 % de participation)	12 656 667 \$
Frais incidents (frais légaux, intérêt court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (9%)	1 263 333 \$
Lettres de crédits et instruments financiers	1 725 000 \$
Règlement d'emprunt requis	15 645 000 \$

Le remboursement du règlement d'emprunt (capital et intérêt) sera échelonné sur une durée totale de 30 ans. Cette durée correspond au terme le plus long prévu à l'Appel d'offres.

9.6 Rendement et récupération de l'investissement

Nous utiliserons les résultats du **Tableau 8.7B** pour évaluer le total des distributions possibles si l'Alliance remporte le maximum de MW possibles dans le cadre de l'Appel d'Offres, considérant les limites des zones admissibles.

Tableau 9.6 : Rendement maximal possible - Distribuible net moyen 30 ans

200 MW Projet type				
Niveau Projet				
Coût de projet	675 000 000			
Dette senior	506 250 000			
Total équité PROJET	168 750 000			
Flux monétaires annuels moyens 10 ans	Celle information n'est pas publique.			
Flux monétaires annuels moyens 30 ans				
Niveau Partenaires Communautaires	RÉGIE BSL	RÉGIE GIM	MRC L'ISLET	MRC MONTMAGNY
Participation	30,0%	15,0%	2,5%	2,5%
Équité	50 625 000	25 312 500	4 218 750	4 218 750
Frais incident (9%)	5 051 819	2 525 909	420 985	420 985
Règlement d'emprunt*	55 676 819	27 838 409	4 639 735	4 639 735
Capital et intérêts annuel (moyen)	Celle information n'est pas publique.			
Flux monétaires moyens 10 ans				
Flux monétaires moyens 30 ans				
Distribuible net moyen 10 ans				
Distribuible net moyen 30 ans	5 992 150	2 736 151	456 002	456 002
Rendement total 600 MW - Partenaires Communautaires				
Distribuible annuel net moyen pour les 10 premières années d'opération				
Zone admissible - Montmagny (200MW)	Celle information n'est pas publique.			
Zone admissible - RDL (400MW)				
Distributions totales possibles				
Distribuible annuel net moyen pour les 30 années d'opération				
Zone admissible - Montmagny (200MW)	5 992 150	2 736 151	456 002	456 002
Zone admissible - RDL (400MW)	11 984 300	5 472 302	912 005	912 005
Distributions totales possibles	17 976 450	8 208 454	1 368 007	1 368 007

* Portion du règlement d'emprunt financé au long terme excluant les montants requis pour les LC

Les prévisions financières présentent des flux monétaires nets permettant des distributions aux partenaires sur la durée complète de l'investissement.

9.7 Financement long terme des règlements d'emprunt

Dans la modélisation financière présentée aux **Tableaux 8.7B et 9.5A** et suivants, les règlements d'emprunts sont amortis sur une période de 30 ans et le taux d'intérêt considéré est constant et fixé à 4%. Le tableau d'amortissement des règlements d'emprunts est présenté à l'Annexe B du présent document. On comprend qu'au cours d'une période de 30 ans les taux d'intérêt varieront dans le temps, mais l'analyse des taux historiques et le contexte économique actuel permettent de constater que les taux de 5%, 4% et 3.5% utilisés se trouvent dans le haut de la fourchette pour un contexte économique défavorable et que les taux sont plus susceptibles d'être égaux ou inférieurs au taux utilisé dans les projections.

En guise de rappel, pour l'évaluation de la rentabilité des investissements de l'Alliance l'amortissement est établi à 30 ans et le taux d'intérêt initial pour les règlements d'emprunts sont établis à 5.0 %, soit les taux en date des présentes, à 4% à la suite du premier refinancement après 5 ans, pour ensuite revenir à 3.5% pour les 20 ans restantes. Le taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital est de 4%.

9.8 Obligations et capacités financières

Il est convenu que les remboursements des règlements d'emprunts soient financés à même les profits anticipés des projets éoliens. Théoriquement, dans l'éventualité où la société en commandite de projet est incapable de verser des dividendes (quotes-parts) pour une année spécifique et que les Partenaires communautaires membres de l'Alliance ne possèdent pas les liquidités disponibles, celles-ci prévoient déjà un mécanisme au sein de leur entente de constitution respective pour assumer ces obligations.

Dans un tel cas, chaque membre des RÉGIEs aura recours au processus prévu pour assumer les obligations financières que la RÉGIE-BSL et RÉGIE-GIM ne seraient pas en mesure d'assumer pour une période précise. En fin de compte, les membres des RÉGIEs devraient recourir à un remboursement des quotes-parts déficitaires par le biais de leurs liquidités ou par le biais des différentes municipalités qui la composent selon la hauteur des montants en cause. Il s'agit du même mécanisme pour les MRC de l'Islet et MRC de Montmagny.

Le Tableau 9.5 présente la proportion des garanties financières qui doit être appliqué à chaque membre des Partenaires Communautaires en lien avec les présents règlements d'emprunts.

À noter que ces montants considèrent le plein montant des règlements d'emprunts, incluant les montants prévus pour les lettres de crédit. Rappelons que les lettres de crédit seront prises en charge par les projets lorsque les règlements d'emprunts seront financés au long terme.

Tableau 9.5 : Garanties financières par chaque membre des Partenaires Communautaires

RÉGIE-BSL (60%)	Participation (%)	Montant garanti par le membre
Première Nation Wolastoqiyik Wamsipekuk	10%	18 774 000
MRC de Matapédia	11,25%	21 120 750
MRC de la Matanie	11,25%	21 120 750
MRC de La Mitis	11,25%	21 120 750
MRC de Rimouski-Neigette	11,25%	21 120 750
MRC des Basques	11,25%	21 120 750
MRC de Rivière-du-Loup	11,25%	21 120 750
MRC de Témisouata	11,25%	21 120 750
MRC de Kamouraska	11,25%	21 120 750
Sous-total	100 %	187 740 000
RÉGIE-GIM (30%)	(% RFU *)	
Communauté Maritime IDLM	15,8%	14 831 460
MRC Rocher-Percé	18,6%	17 459 820
MRC Côte-de-Gaspé	21,2%	19 900 440
MRC Haute-Gaspésie	10,4%	9 762 480
MRC Bonaventure	19,1%	17 929 170
MRC Avignon	14,8%	13 892 760
Sous-total	100%	93 870 000
MRC de l'Islet (5%)		15 660 000
MRC de Montmagny (5%)		15 660 000
Grand total		312 930 000

* RFU 2022 comme publié par le MAMH en date du 6 septembre 2023

Considérant que la RÉGIE-BSL et RÉGIE-GIM détiennent maintenant plusieurs investissements leur permettant de générer des excédents respectivement de l'ordre 8.5-9M\$ et de 4.25-4.5 M\$ à chaque année, la RÉGIE-BSL et RÉGIE-GIM détiennent toujours les liquidés pour faire face à ces différentes obligations financières. Les conséquences financières liées aux risques financiers liés aux différents projets éoliens sont ainsi atténuées. À ces montants s'ajouteront les excédents générés par les quatre (4) projets issus de l'appel d'offres AO2021-01 et AO2021-02 auxquels participent aussi les MRC de l'Islet et de Montmagny.

9.9 *Gestion du risque*

Plusieurs éléments sont en place pour la gestion du risque lié aux investissements des Partenaires Communautaires dans ces projets éoliens.

Robustesse des partenariats

Dans son processus rigoureux de développement des partenariats, l'Alliance s'assure de concrétiser des partenariats avec les joueurs qui sont en mesure de rencontrer tous les critères fixés dans l'Entente type de participation dont la table des matières est présentée en Annexe A. Ces critères sont en complément de l'évaluation rigoureuse que fait Hydro-Québec Distribution dans le cadre des appels d'offres.

Les projets éoliens réalisés au Québec ont acquis une maturité dans toutes les phases de réalisation soit, au développement, en construction et pendant les opérations. Les joueurs présents dans le marché sont de grandes firmes sophistiquées qui ont fait leurs preuves dans toutes les phases de réalisation des projets éoliens.

De plus, voici plusieurs éléments qui doivent être considérés dans l'évaluation du risque ou dans la possibilité d'avoir des investissements à faible rendement :

- Les promoteurs ciblés ont une solide expertise et une excellente expérience d'exploitation de projet de grande envergure partout en Amérique;
- Les turbiniers envisagés ont déjà plusieurs éoliennes en place et ont pu aussi prouver leur efficacité;
- Les mesures de vent prises par les promoteurs se sont échelonnées sur plusieurs mois et la fiabilité des données à long terme diminue grandement le risque;
- Nous avons des historiques d'expérience passée avec les promoteurs permettant de comparer leur projection avec le rendement réel des parcs en fonction;
- Les promoteurs ciblés ont démontré leur capacité à contrôler les coûts lors de la construction de projets;
- Les projets potentiels ont un excellent potentiel de vent et laissent place à une rentabilité supérieure aux prévisions;
- La grille de sélection appliquée par Hydro-Québec fait en sorte d'éliminer les projets ne respectant pas les standards exigés par Hydro-Québec.
- Le prix du KW est indexé selon l'IPC (selon la méthode de calcul sélectionnée), ce qui vient protéger les projets contre une éventuelle hausse des taux d'intérêt puisque ces derniers y sont influencés.

Distributions prioritaires

Pendant la période d'exploitation des projets éoliens, les projets éoliens sont exposés à différents risques qui peuvent affecter les flux monétaires pour une période donnée. Ces risques peuvent provenir de la ressource éolienne, d'événements météorologiques spécifiques ou de bris mécaniques extraordinaires. Assurément les projets éoliens possèdent une panoplie de garanties en exploitation comme :

- Assurances d'interruption de revenus avec l'assureur de la société de projet
- Garantit de disponibilité des turbines fournie par l'entreprise qui assure l'exploitation des turbines (habituellement le turbinier)

- Contrat d'approvisionnement d'électricité avec Hydro-Québec Distribution qui garantit l'acquisition de toute l'électricité produite,
- Etc.

Toutefois, les flux monétaires ne sont pas garantis pour autant et c'est pourquoi l'Alliance exige dans ses partenariats d'avoir des distributions prioritaires sur les parts détenues. L'article 4.02.d de l'Entente de participation, stipule que les flux monétaires doivent être utilisés de sorte que soient versé prioritairement «les distributions annuelles prioritaires non garanties en faveur du Milieu local jusqu'à concurrence du montant des paiements, en capital et intérêts, de l'emprunt contracté en vertu du Règlement d'emprunt de chaque Partenaire communautaire (les « Distributions prioritaires non-garanties »);

Ce mécanisme de gestion de risque en faveur des Partenaires communautaires membres de l'Alliance s'ajoute aux autres mécanismes que la société de projet peut mettre en place pour l'ensemble des partenaires.

L'Alliance est donc très confiante que l'ensemble des mécanismes mis en place au sein des partenariats établis avec les Soumissionnaires dans le cadre de l'Appel d'Offres lui permettra d'augmenter les revenus autonomes de communautés membres des Partenaires Communautaires, tout en gérant adéquatement les risques liés à ces investissements importants.

ANNEXE A

TABLE DES MATIÈRES DE L'ENTENTE-TYPE DE PARTICIPATION



**ENTENTE-TYPE DE PARTICIPATION ENTRE LES FUTURS
PARTENAIRES D'UNE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE À ÊTRE
FORMÉE POUR PRODUIRE DE L'ÉLECTRICITÉ AU MOYEN D'UN
PARC ÉOLIEN À ÊTRE IMPLANTÉ DANS LES ZONES
ADMISSIBLES DE L'EST-DU-QUÉBEC**

A/O 2023-01



[AVIS : Ce document demeure la propriété exclusive de son auteur. Son contenu est confidentiel et protégé par la Loi. Il est strictement prohibé de le conserver, consulter, divulguer, reproduire, transférer ou utiliser – en totalité ou en partie – sans l'autorisation préalable écrite de son auteur.]

TABLE DES MATIÈRES

0.00	DÉFINITIONS.....	2
1.00	OBJET.....	5
2.00	MODALITÉS DE PARTICIPATION À L'APPEL D'OFFRES.....	5
2.01	Plan d'insertion.....	5
2.01.01	Objet.....	5
2.01.02	Contenu minimal et documents à joindre.....	6
2.01.03	Échéancier approximatif.....	6
2.01.04	Consultation et implication des communautés autochtones.....	6
2.01.05	Séances publiques.....	7
2.01.06	Mécanisme de consultation continue.....	7
2.01.07	Convention de Paiements fermes.....	7
2.01.08	Développement économique.....	7
2.01.09	Retombées économiques pour les parties prenantes autochtones.....	7
2.01.10	Ententes avec les autorités publiques.....	8
2.01.11	Ententes avec les propriétaires de terrains privés.....	8
2.01.12	Analyse sommaire.....	8
2.02	Plan d'affaires.....	8
2.02.01	Objet.....	8
2.02.02	Contenu.....	8
2.02.03	Documents à joindre au Plan d'affaires.....	8
2.02.04	Niveau d'expertise du Soumissionnaire.....	9
2.02.05	Modèle financier.....	9
2.02.06	Sommaires.....	10
2.03	Analyse des Projets.....	10
2.04	Appui de principes du Milieu local.....	10
2.05	Dépôt des soumissions.....	10
2.06	Modification du Plan d'affaires.....	10
2.06.01	Limites.....	10
2.06.02	Avis.....	11
2.06.03	Ratification par le Milieu local.....	11
3.00	CADRE JURIDIQUE.....	11
3.01	Structure de détention.....	11
3.01.01	Convention de société en commandite.....	11
3.01.02	Commanditaires.....	11
3.01.03	Commandité.....	11
3.01.04	Niveau de participation du Milieu local.....	12
3.01.05	Participation de la Première Nation Wolastoqiyik Wahsipekuk.....	12
3.01.06	Modification.....	12
3.02	Gouvernance.....	12
3.02.01	Convention unanime d'actionnaires.....	12
3.02.02	Conseil d'administration du Commandité.....	13
3.02.03	Quorum.....	13
3.03	Convention de gestion.....	13
3.04	Convention d'opération et de maintenance.....	13
3.05	Restrictions à la cession.....	14
3.06	Conflit d'intérêts.....	14
3.07	Vérification indépendante des contrats.....	15
3.08	Emploi privilégié du français.....	15
4.00	CADRE FINANCIER.....	15
4.01	Frais séparés.....	15
4.02	Utilisation des revenus générés par le Projet.....	15
4.03	Structure de financement.....	15
4.03.01	Mise de fonds.....	16
4.03.02	Dette senior.....	16
4.04	Frais de développement.....	16

5.00	RENSEIGNEMENTS CONFIDENTIELS	17
5.01	Utilisation.....	17
5.02	Reconnaissance	17
5.03	Propriété.....	17
5.04	Divulgence permise	Erreur ! Signet non défini.
5.05	Mesures de sécurité	17
5.06	Identification	18
5.07	Reproduction.....	18
5.08	Confidentialité des Différends	18
6.00	PRÉVENTION ET RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS	18
6.01	Médiation	18
6.02	Arbitrage	18
6.03	Nomination de l'arbitre.....	18
6.04	Mesures provisoires ou temporaires.....	19
6.05	Demande visant à faciliter l'arbitrage	19
6.06	Emploi du français	19
6.07	Règles applicables.....	19
6.08	Maintien des obligations	19
6.09	Délais de prescription.....	19
6.10	Séance d'arbitrage.....	19
6.11	Décision	19
6.12	Frais.....	20
7.00	DISPOSITIONS GÉNÉRALES	20
7.01	Bonne foi.....	20
7.02	Représentation.....	Erreur ! Signet non défini.
7.03	Responsabilité limitée	Erreur ! Signet non défini.
7.04	Droits ancestraux et issus de traités.....	20
7.05	Contrat de gré à gré.....	20
7.06	Accord complet	20
7.07	Original de l'Entente	20
7.08	Continuation de l'Entente.....	20
7.09	Délais	20
7.10	Genre et nombre.....	21
7.11	Lieu	21
7.12	Inaccessibilité	21
7.13	Modification ou dérogation.....	21
7.14	Fin de l'Entente	21
7.15	Avis	22
7.16	Survie des obligations	22
7.17	Entrée en vigueur	22
7.18	Portée	22

ANNEXE B

TABLEAUX D'AMORTISSEMENT DES RÈGLEMENTS D'EMPRUNTS



