

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
MRC DE MONTMAGNY

RÈGLEMENT N°2025-122

RÈGLEMENT N° 2025-122 DÉCRÉTANT UNE DÉPENSE N'EXCÉDANT PAS 847 400 \$ ET UN EMPRUNT DU MÊME MONTANT POUR LE DÉVELOPPEMENT, LA CONSTRUCTION, L'EXPLOITATION ET LA MISE EN PLACE D'INSTRUMENTS FINANCIERS DU PROJET DE REDÉVELOPPEMENT DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES, LA MITIS-1 ET LA MITIS-2

Avis de motion :	15 juillet 2025
Adoption :	9 septembre 2025
Approbation du ministre et	
entrée en vigueur :	10 octobre 2025
Publication :	2025

- CONSIDÉRANT que Hydro-Québec possède les centrales hydroélectriques la Mitis-1 et la Mitis-2 situées sur la rivière Mitis, dans la municipalité locale de Price, sur le territoire de la Municipalité régionale de comté de La Mitis;
- CONSIDÉRANT que la centrale Mitis-2 a été mise à l'arrêt en 2017 en raison de bris mécaniques au groupe turbine-alternateurs et que la centrale la Mitis-1 a été mise à l'arrêt en 2018 pour les mêmes raisons;
- CONSIDÉRANT que Hydro-Québec souhaite négocier un transfert de ses droits et de ses actifs relatifs aux centrales hydroélectriques la Mitis-1 et la Mitis-2 (les « Actifs ») vers le milieu local, incluant l'octroi de gré à gré d'un éventuel contrat d'approvisionnement en électricité;
- CONSIDÉRANT que, conformément à l'article 678.0.1 du *Code municipal du Québec* (RLRQ, c. C-27.1), la MRC de Montmagny a déclaré sa compétence à l'égard de toute municipalité locale dont le territoire est compris dans le sien en matière de production d'électricité provenant de toute source d'énergie renouvelable;
- CONSIDÉRANT que la MRC de Montmagny, la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent, la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et la MRC 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 des entreprises qui produisent, sur leur territoire, de l'électricité provenant de toute source d'énergie renouvelable;
- CONSIDÉRANT que l'Alliance est intéressée à redévelopper les Actifs, à les exploiter, et à exécuter le contrat d'approvisionnement en électricité à intervenir avec Hydro-Québec;

2025-09-06

IL EST PROPOSÉ PAR M. ALAIN TALBOT
ET UNANIMEMENT RÉSOLU

QUE le Conseil adopte le Règlement N° 2025-122 et décrète ce qui suit :

ARTICLE 1

Le Conseil est autorisé à investir, par le biais de l'Alliance, 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 MRC de L'Islet, dans le projet de redéveloppement des centrales hydroélectriques de la Mitis-1 et la Mitis-2 (le « Projet »).

L'estimation détaillée des coûts reliés à cet investissement est présentée au plan d'affaires, lequel fait partie intégrante du présent règlement sous l'annexe « A ».

RÈGLEMENTS MRC DE MONTMAGNY

ARTICLE 2

Le Conseil est autorisé à dépenser une somme de 847 400 \$ 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 847 400 \$ sur une période de 40 ans.

ARTICLE 4

Les dépenses engagées relativement aux intérêts et au remboursement en capital des échéances annuelles de l'emprunt sont réparties entre les municipalités dont le territoire est compris dans celui de la MRC de Montmagny, selon les critères suivants :

- a) 10 % à la MRC de Montmagny réparti aux quatorze (14) municipalités locales selon les trois (3) critères suivants :
 - 33,3 % selon un tarif fixe ;
 - 33,3 % selon la RFU à l'année précédant l'année servant au budget annuel de la MRC ;
 - 33,3 % selon la richesse foncière uniformisée des municipalités locales au 1^{er} juillet de ladite année budgétaire.
- b) 90 % aux quatorze (14) municipalités locales selon les trois (3) critères suivants :
 - 33,3 % selon un tarif fixe ;
 - 33,3 % selon la RFU à l'année précédant l'année servant au budget annuel de la MRC ;
 - 33,3 % selon la richesse foncière uniformisée des municipalités locales au 1^{er} juillet de ladite année budgétaire.

ARTICLE 5

Si une affectation autorisée par le présent règlement est plus élevée que le montant effectivement dépensé, le Conseil est autorisé à utiliser cet excédent pour couvrir toute autre dépense décrétée par le présent règlement.

ARTICLE 6

Le Conseil affectera à la réduction de l'emprunt 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.

Il affectera également, au paiement du service de la dette, toute subvention payable sur plusieurs années. Le terme de remboursement sera ajusté automatiquement à la période fixée pour le versement de la subvention lorsque cela entraîne une diminution du terme décrété.

ARTICLE 7

Le présent règlement entre en vigueur conformément à la Loi après son approbation par les autorités compétentes.

ADOPTÉ

ADOPTÉ À MONTMAGNY, CE 9 SEPTEMBRE 2025


Frédéric Jean, préfet


Nancy Labrecque, dir. gén. et gref.-trés.

PLAN D'AFFAIRES (ESTIMATION DE LA DÉPENSE DÉTAILLÉE)

RÈGLEMENTS MRC DE MONTMAGNY

page suivante Annexe A

ANNEXE A

Plan d'affaires
(Estimation de la dépense détaillée)



PLAN D'AFFAIRES

Redéveloppement des centrales hydroélectriques La Mitis 1 et 2

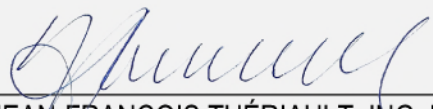
Développement, construction et opération

Présenté au

**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

LE 21 MAI 2025

[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

Sommaire exécutif	1
1. Présentation de l'Alliance de l'énergie de l'Est.....	2
1.1 Concertation régionale	2
1.2 Structure légale de partenariat.....	3
1.3 Structure de financement de l'Alliance de l'énergie de l'Est.....	5
1.4 Investissements	6
2. Contexte du redéveloppement de La Mitis 1 et 2	6
2.1 Contrat d'approvisionnement en électricité avec Hydro-Québec pour la filière petite hydraulique....	6
2.2 Historique des centrales hydroélectriques La Mitis 1 et 2	7
2.3 Cadre de développement du <i>Projet</i>	7
3. Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent.....	8
3.1 Mission	8
3.2 Membres et conseil d'administration	8
3.3 Structure administrative	9
3.4 Investissements actuels	9
3.5 Rentabilité des investissements actuels.....	12
3.6 Évolution de l'endettement total	13
4. Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	16
4.1 Mission	16
4.2 Membres et conseil d'administration	16
4.3 Structure administrative	17
4.4 Investissements actuels	17
4.5 Rentabilité des investissements actuels.....	21
4.6 Évolution de l'endettement total	22
5. MRC de L'Islet.....	25
6. MRC de Montmagny	26
7. Partenariats.....	28
7.1 Partenaire privé.....	28
7.2 Potentiel <i>Partenaire autochtone</i>	29
8. Projet de redéveloppement de La Mitis 1 et 2.....	29
8.1 Description du <i>Projet</i>	29
8.2 Coûts estimés du <i>Projet</i>	30
8.3 Financement du <i>Projet</i>	31
8.4 Échéancier du <i>Projet</i>	33
8.5 Revenus et dépenses du <i>Projet</i>	34
8.6 Rendement espéré du <i>Projet</i>	38
8.7 Rendement espéré pour l' <i>Alliance</i>	38
9. Règlement d'emprunt et gestion du risque	41
9.1 Contribution en capital et lettres de crédit	41
9.2 Contingences	41
9.3 Détails des règlements d'emprunt requis	41
9.4 Financement long terme des règlements d'emprunt	43
9.5 Obligations et capacités financières.....	43
9.6 Autres éléments de gestion du risque	45
ANNEXE A : TABLEAUX D'AMORTISSEMENT DES RÈGLEMENTS D'EMPRUNT.....	47

Sommaire exécutif

En 2024, avec l'assentiment de la municipalité régionale de comté (« **MRC** ») de La Mitis, Hydro-Québec a approché l'Alliance de l'énergie de l'Est (l'« **Alliance** ») afin de négocier un éventuel transfert vers le milieu local des centrales hydroélectriques La Mitis 1 et 2, mises à l'arrêt entre 2017 et 2018, incluant l'octroi de gré à gré d'un contrat d'approvisionnement en électricité (« **CAÉ** »).

L'*Alliance* a, depuis, effectué les efforts nécessaires pour développer un projet de remplacement des groupes turbine-alternateur aux deux (2) centrales permettant de relancer la production d'électricité et de puissance aux deux (2) centrales. Le présent Plan d'affaires détaille le projet dont ses coûts de construction et d'exploitation, ainsi que son échéancier de réalisation.

L'*Alliance* compte conclure une entente de participation avec un partenaire privé. Un processus rigoureux d'appel d'intérêt sera mis en place avec une firme spécialisée.

Il est prévu que l'*Alliance* ainsi qu'un potentiel partenaire autochtone soient actionnaire à cinquante (50) % et détiennent cinquante (50) % des parts du projet qui sera réalisé en partenariat avec le promoteur privé sélectionné. Pour ce faire, il est prévu qu'une entente de partenariat soit mise en place entre l'*Alliance* et le potentiel partenaire autochtone afin de déterminer comment ils se partageront les cinquante (50) % des parts du projet.

Pour les fins du présent Plan d'affaires, il a été considéré que la part de l'*Alliance* au projet est de cinquante (50) %, puisque la décision finale du partenaire autochtone n'a pas été prise à ce stade.

Les membres de l'*Alliance* entendent détenir leur participation dans une société de projet 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 du partenaire privé et à l'exécution d'un **CAÉ**, les membres de l'*Alliance* devront disposer des capitaux propres nécessaires pour répondre à leur part du partenariat dans les prochaines étapes du financement du projet afin de fournir cinquante (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 le partenaire privé sélectionné pour le développement, la construction, l'exploitation et la mise en place d'instruments financiers du projet La Mitis 1 et 2. Ces règlements d'emprunts sont respectivement de :

- Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent : 10 168 800 \$;
- Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine : 5 084 400 \$;
- MRC de L'Islet : 847 400 \$;
- MRC de Montmagny : 847 400 \$.

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

1.1 Concertation régionale

L'*Alliance* est une société en commandite (« **SEC** ») dûment 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 la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent (la « **Régie BSL** ») et la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (la « **Régie GÎM** »), auxquelles se sont récemment jointes les MRC de Montmagny et de L'Islet en 2022. Ultimement, ce regroupement régional allie deux cent vingt-six (226) instances municipales et autochtones, soit la quasi-totalité des deux cent neuf (209) collectivités locales dont le territoire est compris dans celui des quinze (15) MRC de l'Est-du-Québec, de la Première Nation Wolastoqiyik Wampanoag (la « **PNWW** ») ainsi que de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine.

L'*Alliance* a pour mission de développer et d'exploiter des projets de production d'électricité par le biais de toutes sources d'énergies renouvelables dans l'Est-du-Québec. Elle vise à optimiser les impacts 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 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 la MRC 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 paiements fermes à l'intention des municipalités locales accueillant les infrastructures);
- la revitalisation de leurs collectivités, incluant, des milliers d'emplois de qualité et le développement soutenu des filières éolienne, solaire et de la petite hydraulique;
- 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.

En assurant une redistribution des bénéfices éoliens à l'ensemble de ses communautés, l'*Alliance* s'inscrit comme un exemple de réussite à concrétiser des concepts tels que la transition énergétique juste et la réconciliation économique avec les Premières Nations.

Constituée dans le cadre de l'appel d'offres d'énergie éolienne communautaire de quatre cent cinquante (450) MW, l'A/O 2013, l'*Alliance* est maintenant propriétaire à cinquante (50) % de projets éoliens en opération totalisant trois cent vingt-six virgule six (326,6) MW installés sur son territoire qui permettront des distributions aux communautés de plus de deux cent soixante-quinze (275) M\$ sur vingt-cinq (25) ans, en plus de mille quatre cent vingt-cinq virgule sept (1 425,7) MW de projets éoliens présentement en développement, issus des appels d'offres A/O 2021-01, A/O 2021-02, A/O 2023-01 et du projet éolien de Grosse-Île développé

en collaboration avec Hydro-Québec. Plus récemment, l'*Alliance* se prépare activement, à la suite du lancement du premier appel d'offres solaire québécois, l'A/O 2025-01, à favoriser l'émergence de cette nouvelle filière au bénéfice des communautés de son territoire.

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, et plus généralement du développement de l'énergie renouvelable. En 2019, lors du congrès annuel de l'Association canadienne de l'énergie éolienne (« **CanREA** »), les partenaires de l'*Alliance* ont obtenu deux (2) 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 éolien Nicolas-Riou.

Le redéveloppement des centrales hydroélectriques La Mitis 1 et 2 (le « **Projet** ») est un autre exemple de l'approche de concertation régionale adoptée par l'*Alliance*. En effet, l'*Alliance* agit sur ce dossier, conjointement avec des partenaires autochtones, à redévelopper des actifs hydroélectriques à l'abandon à l'invitation d'Hydro-Québec qui a exprimé le souhait de les transférer au milieu local.

1.2 Structure légale de partenariat

1.2.1 Fonctionnement général

En ce qui concerne la structure légale des investissements et le fonctionnement général de ceux-ci, chaque projet est lié ou sera lié à une société par actions (« **SA** ») ou une SEC (la « **Société de projet** ») par l'intermédiaire de laquelle le partenaire privé, les membres de l'*Alliance*, le partenaire autochtone (défini ci-après à la section 2.3) et tout autre partenaire (collectivement, les « **Partenaires** ») réalisent leurs mises de fonds. Il est prévu qu'une telle entité corporative soit créée pour les fins du *Projet*. Les opérations sont sous la gouverne du conseil d'administration de la SA ou d'un commandité dans lequel chacun des actionnaires ou commanditaires est généralement représenté proportionnellement à son investissement. Finalement, en vertu d'une convention de gestion, le conseil d'administration délègue l'administration quotidienne du *Projet* au partenaire privé ou à une société sous son contrôle.

L'*Alliance*, de façon générale, vise à établir des partenariats égalitaires au sein des projets. Typiquement, l'*Alliance* vise à investir afin qu'elle ou un partenariat communautaire auquel elle participe détienne cinquante (50) % des parts de la *Société de projet* d'un projet donné. Cela exige donc, par le fait même, qu'elle contribue à cinquante (50) % de la contribution en capital de chaque projet.

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

Des professionnelles et 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 projets d'investissement.

1.2.2 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 (4) partenaires communautaires :

- a) La Régie BSL qui, elle-même, regroupe les MRC de Kamouraska, de La Matanie, de La Matapédia, de La Mitis, de Rimouski-Neigette, de Rivière-du-Loup, de Témiscouata et des Basques, ainsi que la PNWW;
- b) La Régie GÎM qui, elle-même, regroupe les MRC Avignon, de Bonaventure, de La Côte-de-Gaspé, de La Haute-Gaspésie et du Rocher-Percé, ainsi que la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine;
- c) la MRC de Montmagny;
- d) la MRC de L'Islet;

(individuellement, un « **Partenaire communautaire** » et, collectivement, l'*Alliance*, les « **Partenaires communautaires** » ou le « **Milieu local** »).

Les *Partenaires communautaires* détiennent leurs parts ou les actions émises par les *Sociétés de projet* dans un véhicule de détention unique qu'est l'Alliance de l'énergie de l'Est, au sein duquel les participations de chaque *Partenaire communautaire* sont regroupées.

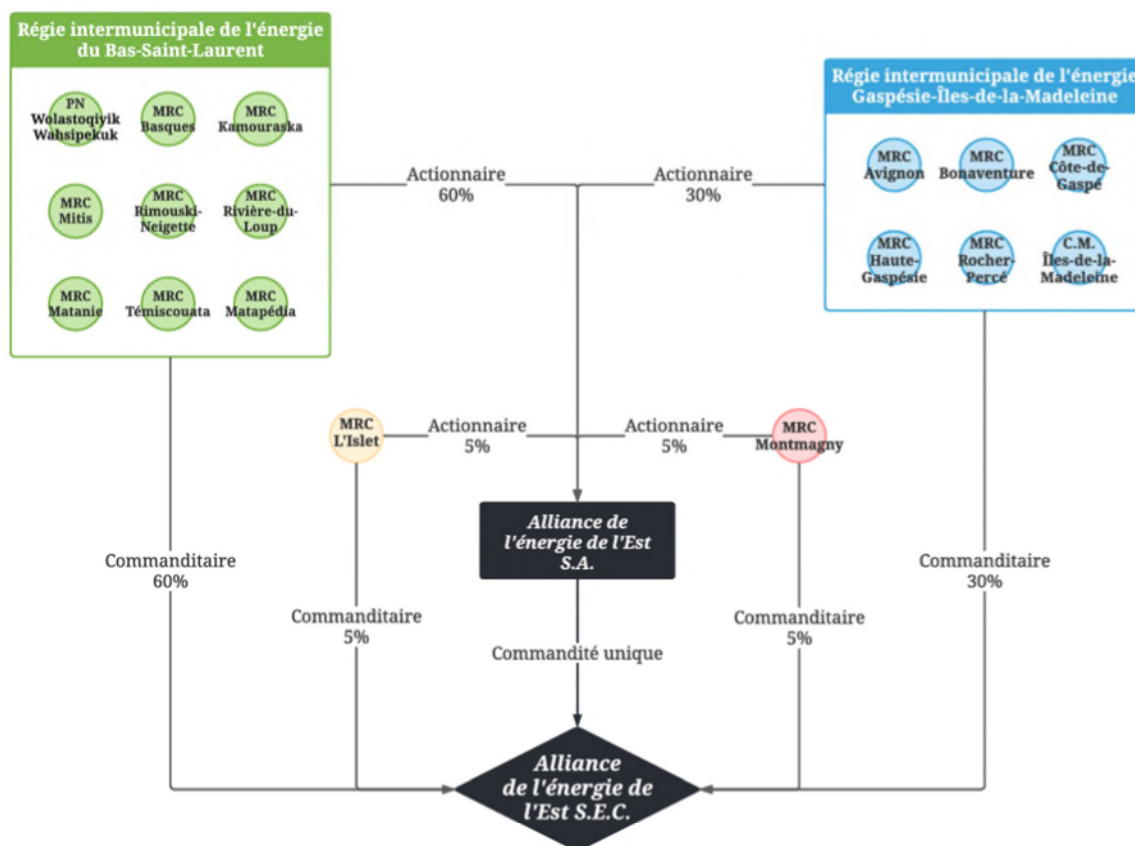
À cette fin, les *Partenaires communautaires* ont constitué, en janvier 2023, une SEC conformément au *Code civil du Québec* (RLRQ, c. CCQ-1991), l'Alliance de l'Énergie de l'Est s.e.c., dont ils sont les seuls commanditaires et dont le seul commandité est l'Alliance de l'énergie de l'Est s.a., une SA 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 les parts sociales 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 (60) % pour la Régie BSL;
- trente (30) % pour la Régie GÎM;
- cinq (5) % pour la MRC de Montmagny;
- cinq (5) % pour la MRC de L'Islet.

La **Figure 1.2A** présente la structure légale de participation au *Projet*.

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 de discussion avec Hydro-Québec et à la suite de la mise en place d'un CAÉ spécifique au *Projet*, les *Partenaires communautaires* de l'*Alliance*, la *Régie BSL*, la *Régie GÎM*, la *MRC de L'Islet* et la *MRC de Montmagny*, obtiendront leur financement par le biais de règlements d'emprunt municipaux.

Le processus municipal de règlement d'emprunt, pour les régies intermunicipales et les *MRC*, débute par l'adoption du règlement par un *Partenaire communautaire* donné, 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 (« *MAMH* »). 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'emprunt distincts seront adoptés, un par un *Partenaire communautaire* dont l'objet sera de décréter une dépense et un emprunt du même montant pour que l'*Alliance* investisse avec un ou plusieurs partenaires, dont un *Partenaire autochtone* (défini ci-après à la section 2.3), pour le développement, la construction, l'exploitation et la mise en place d'instruments financiers pour le *Projet*.

1.4 Investissements

Le capital dont disposent les *Partenaires communautaires* est issu en totalité de règlements d'emprunt qu'ils réalisent et est garanti par le cautionnement des entités participantes à leurs objets. Conséquemment, ils 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 supportés 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 annuellement qui correspond aux obligations financières des règlements d'emprunt spécifiques qu'ils 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. Historiquement, l'*Alliance* participe activement au développement de la filière éolienne tout en maximisant les retombées sur l'ensemble du territoire des communautés qui les composent. Dans le cadre du *Projet*, l'*Alliance* adopte une approche identique en l'adaptant au contexte propre à la petite hydroélectricité et une négociation de CAÉ de gré à gré avec Hydro-Québec (voir la section 2.).

2. Contexte du redéveloppement de La Mitis 1 et 2

2.1 Contrat d'approvisionnement en électricité avec Hydro-Québec pour la filière petite hydraulique

Dans le passé, Hydro-Québec a octroyé plusieurs contrats d'achat d'énergie à des centrales hydroélectriques de moins de cinquante (50) MW détenus par des développeurs communautaires et/ou privés.

Les premiers développements ont eu lieu dans les années 1990 avec l'appel d'offres APR 91. L'objectif de cet appel d'offres était de favoriser, entre autres, le développement des petites centrales hydroélectriques sur des barrages existants et certains sites vierges par des développeurs privés. Cet appel d'offres s'est étalé sur plusieurs années et a suscité un fort intérêt. Avec le recul, il est permis de mesurer son importance par le fait qu'il a mené à la construction et la mise en opération de nombreux projets, tout en donnant naissance à des entreprises comme Innergex, Boralex et Hydroméga.

En 2002, Hydro-Québec a lancé l'appel d'offres AOPCH-02, pour lequel un seul projet sélectionné s'est réalisé, soit le projet Magpie.

En 2006, le plan stratégique énergétique du Québec 2006-2015 a été publié par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune. De ce plan résulte l'appel d'offres PAE 2009 pour l'achat d'électricité de cent cinquante (150) MW provenant de centrales hydroélectriques de moins de cinquante (50) MW et moins. Lors de cet appel d'offres, l'emphasis était mise sur une participation majoritaire d'acteurs communautaires aux projets. Cet appel d'offres a permis à plusieurs projets de voir le jour, dont quatre (4) projets entièrement communautaires ainsi que trois (3) projets en partenariats communautaire et privé.

À partir de ce point, le développement de la filière hydroélectrique est usuellement envisagé sous l'angle de partenariat entre acteurs communautaires et privés par Hydro-Québec.

2.2 Historique des centrales hydroélectriques La Mitis 1 et 2

Hydro-Québec a nationalisé l'électricité au Québec en deux (2) vagues successives dans les années 1940 et 1960. C'est en 1963 qu'Hydro-Québec a fait l'acquisition des centrales hydroélectriques La Mitis 1 et 2 de la Compagnie de pouvoir Bas-Saint-Laurent. La centrale La Mitis 1 est équipée de deux (2) groupes turbine-alternateurs (« **GTA** ») d'une puissance totale de six virgule quatre (6,4) MW, tandis que la centrale La Mitis 2 est équipée d'un seul GTA d'une puissance de quatre virgule vingt-cinq (4,25) MW.

Hydro-Québec a, depuis, opéré les centrales. La centrale La Mitis 2 a été mise à l'arrêt en 2017 en raison de bris mécanique à son GTA, tandis que la centrale La Mitis 1 a été mise à l'arrêt en 2018 pour les mêmes raisons.

Hydro-Québec ne désire plus remettre les centrales en opération, principalement pour des raisons économiques. En 2024, avec l'assentiment de la MRC de La Mitis, Hydro-Québec a approché l'*Alliance* afin de négocier un éventuel transfert vers la communauté d'accueil des centrales La Mitis 1 et 2 incluant l'octroi de gré à gré d'un CAÉ.

Les centrales La Mitis 1 et 2 ne sont pas les seules centrales qu'Hydro-Québec souhaite transférer vers leurs milieux locaux respectifs. Il existe trois (3) autres centrales, toutes situées à l'extérieur du territoire de l'*Alliance*, dans la même situation.

2.3 Cadre de développement du *Projet*

Les trois (3) communautés du Gespe'gewa'gi constituent, avec la *PNWW*, les potentiels partenaires autochtones de l'*Alliance*. Ces communautés ont formé l'Assemblée de la Nation Mi'gmaq du Québec, le Mi'gmawei Mawiomí, pour gérer leurs intérêts communs. De cette assemblée émerge un organisme de développement économique appelé la Mi'gmawei Mawiomí Business Corporation (« **MMBC** ») qui gère, entre autres, les initiatives de développement de projets d'énergie renouvelable dans lesquelles les trois (3) communautés souhaitent investir. La *MMBC* est impliquée au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n d'une capacité de cent cinquante (150) MW, ainsi qu'au développement du projet éolien de Mesgi'g Ugju's'n 2 de cent deux (102) MW.

L'*Alliance*, la *PNWW* et la *MMBC* ont conclu, le 22 avril 2024, une entente tripartite (l'« **Entente** ») autour du *Projet* afin d'en encadrer le redéveloppement par le biais d'un comité conjoint (le « **Comité conjoint** ») dont la composition paritaire comprend des membres de la *PNWW*, du *MMBC* (le « **Partenaire autochtone** ») et de l'*Alliance* (collectivement, la « **Communauté d'accueil** »). Bien qu'elle soit membre de la Régie BSL et, donc, de l'*Alliance*, la *PNWW* sera impliquée directement aux efforts de développement du *Projet* puisqu'elle utilise la rivière pour la pêche au saumon. Dans ce contexte, la *Communauté d'accueil* a décidé et inscrit à l'*Entente* que l'*Alliance* évaluerait l'opportunité et encadrerait, si cette dernière est jugée intéressante, la procédure de transfert d'Hydro-Québec vers le *Milieu local*. Finalement, l'*Entente* prévoit que la *Communauté d'accueil* pourrait se faire transférer le *Projet* et y investir afin de le redévelopper pour le rendre économiquement viable. Hydro-Québec s'est montrée satisfaite de l'*Entente* et les discussions entourant le redéveloppement de La Mitis 1 et 2 par la *Communauté d'accueil* sont, depuis, amorcées.

La MRC de La Mitis représente l'*Alliance* au *Comité conjoint*, puisqu'elle réfléchit depuis plus de deux (2) décennies au futur Parc régional La Mitis (le « **Parc régional** ») qui redonnerait accès aux berges de la rivière Mitis à la communauté. Sur la rive est de la rivière, ce parc permettrait de connecter les Jardins de Métis, un lieu historique national situé à l'embouchure de la rivière dans la municipalité de Grand-Métis, aux chutes de Price. Sur la rive ouest, des aménagements sont également envisagés puisque le ministère des Transports et de la Mobilité durable du Québec, dans le cadre de travaux visant à construire un nouveau pont enjambant la rivière pour le passage de la route 132, est en processus de céder le pont Arthur-Bergeron à la MRC qui compte en faire un lien cycliste et piétonnier entre les deux (2) secteurs (rives est et ouest) du *Parc régional*. Le *Projet* comporte un élément clé au projet de *Parc régional* puisqu'avec les deux (2) centrales, Hydro-Québec compte

transférer au *Milieu local* les terrains qui leur sont rattachés. Puisqu'Hydro-Québec possède de larges terrains sur les deux (2) rives, essentiellement entre les deux (2) barrages des centrales La Mitis 1 et 2, le transfert des centrales implique directement que les terrains nécessaires au *Parc régional* seraient rendus disponibles (les « **Terrains excédentaires** »). La concrétisation du *Parc régional* aurait des impacts économiques et sociaux jugés majeurs par la MRC. Quant à la PNWW et aux communautés membres du Mi'gma'we' Mawio'mi, leurs intérêts à mener des inventaires environnementaux, archéologiques et, plus largement, à participer activement au déploiement du *Parc régional* a été déclaré à l'*Entente*. Effectivement, l'*Entente* établit qu'un des objectifs majeurs de cette participation active des deux (2) nations autochtones au *Projet* vise la protection et la mise en valeur de leur présence ancestrale sur ce site. Le *Parc régional* est de nature à permettre la concrétisation d'un tel objectif et cet aspect sera également intégré aux phases de développement du *Projet* (voir la section 8.4).

3. Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent

3.1 Mission

La Régie BSL a pour mission d'accroître les retombées économiques de l'exploitation de sources de production d'électricité renouvelable. La Régie BSL investit au nom des MRC de la région du Bas-Saint-Laurent et de la PNWW, dans des projets de production d'électricité renouvelable. Les profits nets sont redistribués aux membres, tels que décrits à l'entente de constitution disponible à l'annexe B du règlement d'emprunt.

3.2 Membres et conseil d'administration

La Régie BSL est constituée des huit (8) MRC du Bas-Saint-Laurent et de la PNWW. Sous la présidence de M. Michel Lagacé, maire de Saint-Cyprien et préfet de la MRC de Rivière-du-Loup, son conseil d'administration est constitué de neuf (9) administratrices et administrateurs, soit un représentant par membre. Les vice-présidents, 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, une représentante ou un représentant est désigné pour siéger au conseil d'administration de la Régie BSL. Ces représentantes et représentants ainsi que les administratrices et administrateurs sont identifiés au **Tableau 3.2A**.

Tableau 3.2A
Membres et administratrices et administrateurs

Première Nation ou MRC	Représentantes et représentants officiels
MRC de Kamouraska	M. Sylvain Roy, préfet
MRC de La Matanie	M. Gérald Beaulieu, préfet
MRC de La Matapédia	M ^{me} Chantale Lavoie, préfet
MRC de La Mitis	M. Bruno Paradis, vice-président et préfet
MRC de Rimouski-Neigette	M. Francis Saint-Pierre, préfet
MRC de Rivière-du-Loup	M. Michel Lagacé, président et préfet
MRC de Témiscouata	M. Serge Pelletier, préfet
MRC des Basques	M. Bertin Denis, vice-président et préfet
PNWW	M ^{me} Martine Bruneau, chef économique

3.3 Structure administrative

L'administration de la *Régie BSL* relève du directeur général et secrétaire, M. Jean-François Thériault, assisté de la trésorière, M^{me} Hélène Forest. La *Régie BSL* est également 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;
- M^{me} Hélène Forest : hforest@alliance-est.ca.

3.4 Investissements actuels

La *Régie BSL* détient actuellement des participations dans dix (10) *Sociétés de projet*, toutes détentrices d'un CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Trois (3) de ces dix (10) sociétés sont en opérations commerciales et ont atteint leur maturité en termes d'opération. Les sept (7) 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 3.4A
Investissements 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	Valeco EQ
Autre partenaire communautaire	<i>Régie GÎM</i>	<i>Régie GÎM</i>	<i>Régie GÎM</i>
Localisation	<i>MRC Avignon</i>	<i>MRC des Basques MRC de Rimouski-Neigette</i>	Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine
Puissance installée	74,8 MW	224,25 MW	6,4 MW
CAÉ	Le 13 février 2015	Le 13 février 2015	Le 8 juin 2019
Énergie contractuelle	206 720 MWh (365 j.)	677 315 MWh (365 j.)	29 380 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 31 décembre 2016	Le 6 janvier 2018	Le 29 décembre 2020
<i>Régie BSL</i>	33,33 % de participation et de contrôle	33,33 % de participation et de contrôle	33,33 % de participation et de contrôle

Tableau 3.4B (partie 1)
Investissements en développement

	Énergie éolienne PPAW inc.	Parc éolien de la Madawaska inc.	Parc éolien de la Forêt Domaniale s.e.c.	Parc éolien Canton MacNider s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada	Clearlight Energy
Autre partenaire communautaire	<i>Régie GÎM MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie GÎM MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie GÎM MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie GÎM MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>
Localisation	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Montmagny</i>	<i>MRC de La Matapédia</i>
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW	122 MW
CAÉ	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023	Le 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	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026
Régie BSL	30 % de participation et de contrôle	20 % de participation et de contrôle	30 % de participation et de contrôle	9 % de participation et 30 % de contrôle

Tableau 3.4B (partie 2)
Investissements en développement

	Parc éolien de Grosse-Île s.e.c.	Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy s.e.c.	Énergie éolienne PPAW 2 s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Valeco EQ	Kruger Énergie Potentia Renewable	Invenergy
Autre partenaire communautaire	<i>Régie GÎM</i>	<i>Régie GÎM MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie GÎM MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>
Localisation	Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine	MRC de Montmagny	MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata
Puissance installée	16,8 MW	196 MW	291,4 MW
CAÉ	Le 29 mars 2023	Le 12 avril 2024	Le 12 avril 2024
Énergie contractuelle	75 200 MWh (365 j.)	675 801 MWh (365 j.)	849 659 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 1 ^{er} octobre 2025	Le 1 ^{er} décembre 2027	Le 1 ^{er} décembre 2029
Régie BSL	33 % de participation et de contrôle	30 % de participation et de contrôle	30 % de participation et de contrôle

3.5 Rentabilité des investissements actuels

Les parcs éoliens 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 s'acquitter de ses obligations financières, notamment à l'égard des règlements d'emprunt, et de distribuer les excédents.

Ainsi, depuis 2017, la *Régie BSL* effectue des distributions significatives à ses membres, telles que présentées au **Tableau 3.5A**.

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 (réel)	7 500 000 \$
2024 (réel)	5 550 000 \$
2025 (budget)	6 700 000 \$

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 diversification 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 la *Régie BSL*, les profits nets au sein de la *Régie BSL* sont redistribués aux membres, tels que présentés au **Tableau 3.5B**.

Tableau 3.5B
Répartition des quotes-parts au sein

MRC ou PNWW	Participation	Contribution en fonds éolien régional	Participation nette
MRC de Kamouraska	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC de La Matanie	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC de La Matapédia	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC de La Mitis	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC de Rimouski-Neigette	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC de Rivière-du-Loup	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC de Témiscouata	11,25 %	1,25 %	10 %
MRC des Basques	11,25 %	1,25 %	10 %
PNWW	10 %	0 %	10 %
Fonds éolien régional de développement	-	-	10 %

3.6 Évolution de l'endettement total

Depuis sa création, la *Régie BSL* a adopté plusieurs règlements d'emprunt 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'emprunt 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'emprunt de la *Régie BSL* et le solde d'emprunt en date du présent document.

Tableau 3.6A
Règlements d'emprunt adoptés et approuvés

Numéro de règlement	Appel d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale
1-20160819	A/O 2013-01 : 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	A/O 2021-01 et A/O 2021-02 : Parcs éoliens PPAW, de la Madawaska, de la Forêt Domaniale et Canton MacNider	250 000 000 \$
2023-01	A/O 2023-01 : Parcs éoliens Saint-Paul-de-Montminy et PPAW 2	187 740 000 \$
Total :		527 221 000 \$

Tableau 3.6B
Financement et évolution des règlements d'emprunt

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 \$	6 704 000 \$
R7010-5	1-20160819 et 2022-01	8 101 000 \$	6 961 000 \$ ¹
Total :			37 592 000 \$

¹ Au 5 juillet 2025, le solde sera de 5 770 000 \$.

Tableau 3.6C
Engagements d'emprunts globaux

Numéro de règlement	Appel d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale	Financement	Annulation solde résiduel	Engagement résiduel
1-20160819	A/O 2013-01 : Parcs éoliens Roncevaux et Nicolas-Riou	77 531 000 \$	43 260 000 \$	34 271 000 \$	0 \$
2022-01	Parc éolien de la Dune-du-Nord	2 350 000 \$	2 261 000 \$	0 \$	89 000 \$
2022-02	Parc éolien de Grosse-Île	9 600 000 \$	0 \$	0 \$	9 600 000 \$
2022-03	A/O 2021-01 et A/O 2021-02 : Parcs éoliens PPAW, de la Madawaska, de la Forêt Domaniale et Canton MacNider	250 000 000 \$	0 \$	0 \$	250 000 000 \$
2023-01	AO2023-01 : Parc éolien SPDM et PPAW 2	187 740 000 \$	0 \$	0 \$	187 740 000 \$
Total :		527 221 000 \$	45 521 000 \$	34 271 000 \$	447 429 000 \$

4. Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine

4.1 Mission

La Régie GÎM a pour mission d'accroître les retombées économiques de l'exploitation de la ressource éolienne. La Régie GÎM 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, tels que décrits à l'entente de constitution disponible à l'annexe B du règlement d'emprunt.

4.2 Membres et conseil d'administration

La Régie GÎM est constituée des cinq (5) MRC de la Gaspésie et de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine. Sous la présidence de M. Simon Deschênes, maire de Sainte-Anne-des-Monts, son conseil d'administration est constitué de douze (12) administratrices et administrateurs, soit deux (2) représentantes et représentants par membre.

Les vice-présidents, M. Éric Dubé, préfet de la MRC de Bonaventure, et M. Daniel Côté, préfet de la MRC de La Côte-de-Gaspé, appuient le président dans le développement et la gestion de la Régie GÎM.

Pour chaque entité qui la constitue, deux (2) représentantes et représentants sont désignés pour siéger au conseil d'administration de la Régie GÎM. Ces représentantes et représentants ainsi que les administratrices et administrateurs sont identifiés au **Tableau 4.2A**.

Tableau 4.2A
Membres et administrateurs

MRC	Représentante et représentants officiels
MRC Avignon	M ^{me} Nicole Lagacé, mairesse M. Mathieu Lapointe, préfet
MRC de Bonaventure	M. Éric Dubé, vice-président et préfet M. Denis Gauthier, maire
MRC du Rocher-Percé	M. Henri Grenier, maire M. Samuel Parisé, préfet
MRC de La Côte-de-Gaspé	M. Daniel Côté, vice-président et préfet M ^{me} Délicia Ritchie-Roussy, mairesse
MRC de La Haute-Gaspésie	M. Guy Bernatchez, préfet M. Simon Deschênes, président et maire de Sainte-Anne-des-Monts
Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine	M. Roger Chevarie, conseiller municipal M. Hugues Lafrance, conseiller municipal

4.3 Structure administrative

L'administration de la *Régie GÎM* relève du directeur général et secrétaire, M. Jean-François Thériault, assisté de la trésorière, M^{me} Hélène Forest. La *Régie GÎM* 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;
- M^{me} Hélène Forest : hforest@alliance-est.ca.

4.4 Investissements actuels

La *Régie GÎM* détient actuellement des participations dans onze (11) *Sociétés de projet*, dont quatre (4) en exploitation commerciale et sept (7) en développement, toutes détentrices d'un CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Quatre (4) de ces onze (11) sociétés sont en opérations commerciales et ont atteint leur maturité en termes d'opération. Les cinq (5) 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 en exploitation commerciale

	Énergie éolienne communautaire Le Plateau 2 s.e.c.	Énergie éolienne Roncevaux s.e.c.	Parc éolien Nicolas-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	Valeco EQ
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL</i>	<i>Régie BSL</i>	<i>Régie BSL</i>	<i>Régie BSL</i>
Localisation	<i>MRC Avignon</i>	<i>MRC Avignon</i>	<i>MRC des Basques et de Rimouski-Neigette</i>	Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine
Puissance installée	21,15 MW	74,8 MW	224,25 MW	8 MW
CAÉ	22 mars 2011	Le 13 février 2015	Le 13 février 2015	Le 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	Le 12 décembre 2014	Le 31 décembre 2016	Le 6 janvier 2018	Le 29 décembre 2020
<i>Régie GÎM</i>	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 (partie 1)
Investissements en développement

	Énergie éolienne PPAW inc.	Parc éolien de la Madawaska inc.	Parc éolien de la Forêt Domaniale s.e.c.	Parc éolien Canton MacNider s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada	Clearlight Energy
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>
Localisation	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Montmagny</i>	<i>MRC de la Matapédia</i>
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW	122 MW
CAÉ	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023	Le 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	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026
Régie GÎM	15 % de participation et de contrôle	10 % de participation et de contrôle	15 % de participation et de contrôle	4,5 % de participation et 15 % de contrôle

Tableau 4.4B (partie 2)
Investissements en développement

	Parc éolien de Grosse-Île s.e.c.	Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy s.e.c.	Énergie éolienne PPAW 2 s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Valeco EQ	Kruger Énergie Potentia Renewable	Invenergy
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL</i>	<i>Régie BSL MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL MRC de L'Islet MRC de Montmagny</i>
Localisation	Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine	<i>MRC de Montmagny</i>	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>
Puissance installée	16,8 MW	196 MW	291,4 MW
CAÉ	Le 29 mars 2023	Le 12 avril 2024	Le 12 avril 2024
Énergie contractuelle	75 200 MWh (365 j.)	675 801 MWh (365 j.)	849 659 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 1 ^{er} octobre 2025	Le 1 ^{er} décembre 2027	Le 1 ^{er} décembre 2029
<i>Régie GÎM</i>	16,67 % de participation et de contrôle	15 % de participation et de contrôle	15 % de participation et de contrôle

4.5 Rentabilité des investissements actuels

Les parcs éoliens Le Plateau 2, Roncevaux, Nicolas-Riou et Dune-du-Nord, dans lesquels la Régie GÎM 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 GÎM est en mesure de s'acquitter de ses obligations financières, notamment à l'égard des règlements d'emprunt, et de distribuer les excédents.

Ainsi, depuis 2016, la Régie GÎM effectue des distributions significatives à ses membres, telles que présentées au **Tableau 4.5A**.

Tableau 4.5A
Distributions annuelles aux membres

Année	Montant total distribué
2016 (réel)	500 000 \$
2017 (réel)	583 445 \$
2018 (réel)	3 100 000 \$
2019 (réel)	6 000 000 \$
2020 (réel)	4 500 000 \$
2021 (réel)	4 500 000 \$
2022 (réel)	4 500 000 \$
2023 (réel)	3 750 000 \$
2024 (réel)	3 000 000 \$
2025 (budget)	3 500 000 \$

Ces distributions d'excédents démontrent que la Régie GÎM 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 diversification 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 la Régie GÎM, les profits nets au sein de la Régie GÎM sont redistribués aux membres, tels que présentés au **Tableau 4.5B**.

Tableau 4.5B
Répartition selon la RFU proportionnelle évolutive
(tableau réalisé avec les données RFU 2024)

MRC ou Communauté maritime	RFU	%
Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine	2 230 981 802 \$	18,7 %
MRC du Rocher-Percé	2 149 691 045 \$	18,1 %
MRC de La Côte-de-Gaspé	2 500 871 780 \$	21,0 %
MRC de La Haute-Gaspésie	1 218 560 088 \$	10,2 %
MRC de Bonaventure	2 184 580 528 \$	18,4 %
MRC Avignon	1 614 303 332 \$	13,6 %
Total :	11 898 988 575 \$	100,0 %

4.6 Évolution de l'endettement total

Depuis sa création, la *Régie GÎM* a adopté plusieurs règlements d'emprunt 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'emprunt 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'emprunt de la *Régie GÎM* et le solde d'emprunt en date du présent document.

Tableau 4.6A
Règlements d'emprunt adoptés et approuvés

Numéro de règlement	Appels d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale
2010-01	A/O 2009-01 : Parc éolien Le Plateau 2	10 700 000 \$
2014-01	A/O 2013-01 : 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	A/O 2021-01 et A/O 2021-02 : Parcs éoliens PPAW, de la Madawaska, de la Forêt Domaniale et Canton MacNider	125 000 000 \$
2023-01	A/O 2023-01 : Parcs éoliens Saint-Paul-de-Montminy et PPAW 2	93 870 000 \$
Total :		287 220 000 \$

Tableau 4.6B
Financement et évolution des règlements d'emprunt

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 \$	4 986 000 \$ ²
R7008-5	2014-01 et 2017-02	4 872 000 \$	4 559 000 \$
R7008-6	2014-01	2 985 000 \$	2 441 000 \$ ³
Total :			23 682 000 \$

² Au 30 septembre 2025, le solde sera de 4 539 000 \$.

³ Au 4 juillet 2025, le solde sera de 1 872 000 \$.

Tableau 4.6C
Engagements d'emprunts globaux

Numéro de règlement	Appels d'offres et projets éoliens visés	Approbation initiale	Financement	Annulation solde résiduel	Engagement résiduel
2010-01	A/O 2009-01 : Parc éolien Le Plateau 2	10 700 000 \$	8 193 000 \$	2 507 000 \$	0 \$
2014-01	A/O 2013-01 : Parcs éoliens Roncevaux et Nicolas-Riou	39 350 000 \$	21 643 000 \$	17 707 000 \$	0 \$
2017-02	Parc éolien de la Dune-du-Nord	6 500 000 \$	1 215 000 \$	0 \$	5 285 000 \$
2022-01	Parc éolien de Grosse-Île	4 800 000 \$	0 \$	0 \$	4 800 000 \$
2022-02	A/O 2021-01 et A/O 2021-02 : Parcs éoliens PPAW, de la Madawaska, de la Forêt Domaniale et Canton MacNider	125 000 000 \$	0 \$	0 \$	125 000 000 \$
2023-01	A/O 2023-01 : Parcs éoliens Saint-Paul-de-Montminy et PPAW 2	93 870 000 \$	0 \$	0 \$	93 870 000 \$
Total :		280 220 000 \$	31 051 000 \$	20 214 000 \$	228 955 000 \$

5. MRC de L'Islet

La MRC de L'Islet a comme mission l'aménagement et le développement du territoire pour les quatorze (14) municipalités qu'elle regroupe. Elle assume également des mandats confiés par ces mêmes municipalités ainsi que le gouvernement du Québec. Le maire de Saint-Jean-Port-Joli, M. Normand Caron, est préfet de la MRC et M. Frédéric Corneau en est le directeur général.

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 A/O 2021-01 et A/O 2021-02. À ce jour, la MRC de L'Islet détient maintenant des participations dans six (6) *Sociétés de projet*, toutes détentrices d'un CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Ces six (6) sociétés sont en phase de développement. Le **Tableau 5A** présente sommairement les projets éoliens de la MRC de L'Islet en phase de développement.

Tableau 5A (partie 1)
Projets éoliens en phase de développement

	Énergie éolienne PPAW inc.	Parc éolien de la Madawaska inc.	Parc éolien de la Forêt Domaniale s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de Montmagny</i>
Localisation	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Montmagny</i>
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW
CAÉ	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023
Énergie contractuelle	1 076 215 MWh (365 j.)	832 364 MWh (365 j.)	595 085 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} 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

Tableau 5A (partie 2)
Projets éoliens en phase de développement

	Parc éolien Canton MacNider s.e.c.	Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy s.e.c.	Énergie éolienne PPAW 2 s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	Développement	Développement
Partenaire privé	Clearlight Energy	Kruger Énergie Potentia Renewable	Invenergy
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de Montmagny</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de Montmagny</i>
Localisation	<i>MRC de La Matapédia</i>	<i>MRC de Montmagny</i>	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>
Puissance installée	122 MW	196 MW	291,4 MW
CAÉ	Le 30 mai 2023	Le 12 avril 2024	Le 12 avril 2024
Énergie contractuelle	380 800 MWh (365 j.)	675 801 MWh (365 j.)	849 659 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2027	Le 1 ^{er} décembre 2029
MRC de L'Islet	0,75 % de participation et 2,5 % de contrôle	2,5 % de participation et de contrôle	2,5 % de participation et de contrôle

6. MRC de Montmagny

Située à quarante-cinq (45) minutes de Québec, dans la région Chaudière-Appalaches, la MRC de Montmagny regroupe quatorze (14) 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. Le maire de Saint-François-de-la-Rivière-du-Sud, M. Frédéric Jean, est préfet de la MRC, et M^{me} Nancy Labrecque en est la directrice générale et secrétaire-trésorière.

La MRC de Montmagny n'a pas eu de succès dans le développement éolien avant de joindre l'*Alliance*, malgré le dépôt de quelques projets sur son territoire dans les appels d'offres précédents ceux de l'A/O 2021. La MRC de Montmagny a débuté sa participation dans les projets éoliens au sein de l'*Alliance* par le biais des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02. À ce jour, la MRC de Montmagny détient maintenant des participations dans six (6) *Sociétés de projet*, toutes détentrices d'un CAÉ avec Hydro-Québec Distribution. Ces six (6) sociétés sont en phase de développement. Le **Tableau 6A** présente sommairement les projets éoliens de la MRC de Montmagny en phase de développement.

Tableau 6A (partie 1)
Projets éoliens en phase de développement

	Énergie éolienne PPAW inc.	Parc éolien de la Madawaska inc.	Parc éolien de la Forêt Domaniale s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Invenergy	EDF EN Canada	EDF EN Canada
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de L'Islet</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de L'Islet</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de L'Islet</i>
Localisation	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Témiscouata</i>	<i>MRC de Montmagny</i>
Puissance installée	350 MW	270 MW	180 MW
CAÉ	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023	Le 30 mai 2023
Énergie contractuelle	1 076 215 MWh (365 j.)	832 364 MWh (365 j.)	595 085 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} 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

Tableau 6A (partie 2)
Projets éoliens en phase de développement

	Parc éolien Canton MacNider s.e.c.	Kruger Énergie Saint-Paul-de-Montminy s.e.c.	Énergie éolienne PPAW 2 s.e.c.
Stade d'avancement	En développement	En développement	En développement
Partenaire privé	Clearlight Energy	Kruger Énergie Potentia Renewable	Invenergy
Autre partenaire communautaire	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de L'Islet</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de L'Islet</i>	<i>Régie BSL Régie GÎM MRC de L'Islet</i>
Localisation	<i>MRC de la Matapédia</i>	<i>MRC de Montmagny</i>	<i>MRC de Kamouraska MRC de Rivière-du-Loup MRC de Témiscouata</i>
Puissance installée	122 MW	196 MW	291,4 MW
CAÉ	Le 30 mai 2023	Le 12 avril 2024	Le 12 avril 2024
Énergie contractuelle	380 800 MWh (365 j.)	675 801 MWh (365 j.)	849 659 MWh (365 j.)
Début des livraisons	Le 1 ^{er} décembre 2026	Le 1 ^{er} décembre 2027	Le 1 ^{er} décembre 2029
MRC de Montmagny	0,75 % de participation et 2,5 % de contrôle	2,5 % de participation et de contrôle	2,5 % de participation et de contrôle

7. Partenariats

7.1 Partenaire privé

Comme mentionné à la section 1.2, l'*Alliance* vise à former des partenariats égaux avec des entreprises privées d'expérience (le « **Partenaire privé** »). Dans le cas du *Projet*, l'*Alliance* vise à offrir l'opportunité à un *Partenaire privé* d'investir de façon à détenir cinquante (50) % des parts de la *Société de projet*. En retour, l'*Alliance* exigera qu'un tel *Partenaire privé* rencontre les exigences et les objectifs d'une entente-cadre de participation comparable à celles mises en place avec succès dans ses nombreux partenariats éoliens (l'« **Entente de participation** »).

L'*Entente de participation* détaillera les rôles et responsabilités de chaque partenaire, les modalités de formation de la *Société de projet* ainsi que de son mode de financement, en plus de fixer les objectifs, la structure de gouvernance et les échéances du *Projet*. De plus, l'*Entente de participation* visera à engager le *Partenaire privé* envers certains critères de retombées pour la *Communauté d'accueil*, de coopération concernant le *Parc régional* et de concertation dans le cadre des études environnementales avec la *Communauté d'accueil*. En plus d'assurer un partenariat viable, l'*Entente de participation* visera à assurer que le *Projet* contribue positivement aux communautés environnantes et respecte les intérêts des Premières Nations.

Lors de la phase de développement du *Projet* (voir la phase 1 de la section 8.4), un processus rigoureux sera mis en place avec une firme spécialisée ayant une grande expérience dans le domaine de la petite hydroélectricité ainsi que dans les stratégies de formation de partenariats stratégiques. Plus précisément, le processus visé sera un appel d'intérêt (le « **Processus** »). La solidité financière, la qualité de l'équipe, l'expérience tangible en développement, en construction et en développement d'infrastructures comparables au *Projet* seront certainement des points évalués lors du *Processus*.

Bien que l'*Alliance* ait acquis une solide expérience dans la sélection de *Partenaires privés*, l'accompagnement d'une firme spécialisée permettra d'adapter cette expertise au contexte d'une négociation d'un CAÉ de gré à gré avec Hydro-Québec, ainsi qu'aux particularités de l'hydroélectricité.

Au terme du *Processus*, menant à l'exécution de l'*Entente de participation* entre l'*Alliance* et le *Partenaire privé*, ce dernier prendra en charge le développement du *Projet*, incluant la négociation du CAÉ avec Hydro-Québec.

7.2 Potentiel *Partenaire autochtone*

Comme décrit à la section 2.3, la mise en place de l'*Entente* a établi les bases du partenariat de la *Communauté d'accueil* (constituée du *Partenaire autochtone* et du *Milieu local*) autour du *Projet*, et a confirmé que l'*Alliance* mènerait les efforts de développement pour cette dernière.

Lors de la phase de développement du *Projet* (voir la phase 1 de la section 8.4), il est prévu qu'une entente de partenariat soit mise en place entre le *Milieu local* et le *Partenaire autochtone* afin de déterminer comment ils se partageront les cinquante (50) % des parts de la *Société de projet* obtenues par l'investissement de la *Communauté d'accueil* à ce dernier.

Pour les fins de la rédaction des sections 8 et 9 du présent Plan d'affaires, il a été considéré que la part de l'*Alliance* dans la *Société de projet* est de cinquante (50) %, bien que ce total intégrera probablement la part du *Partenaire autochtone*, réduisant ainsi la part de l'*Alliance*. Puisque la décision finale du *Partenaire autochtone* à investir au *Projet* n'a pas été prise à ce stade, le Plan d'affaires ne peut mentionner avec certitude que ce dernier y investira ni élaborera sur la taille de cet investissement.

8. Projet de redéveloppement de La Mitis 1 et 2

8.1 Description du *Projet*

Tel que décrit dans la mise en contexte à la section 2, le *Projet* a été initié lorsqu'Hydro-Québec a émis l'intention de transférer de petites centrales hydroélectriques à l'arrêt depuis 2018 et localisées près de l'embouchure de la rivière Mitis à la *Communauté d'accueil*. Comme décrit à la section 7.2, l'*Entente* a établi les bases d'un partenariat à intervenir entre le *Milieu local* et le *Partenaire autochtone* et a confirmé que l'*Alliance* mènerait les efforts de développement. Depuis, Hydro-Québec et l'*Alliance* collaborent à encadrer le redéveloppement des centrales La Mitis 1 et 2.

Dans une première phase qui s'est achevée à l'automne 2024, l'*Alliance* a mené des efforts de vérification diligente afin d'évaluer l'état des centrales en vues d'un redémarrage. Ces travaux, menés avec des consultants spécialisés, ont permis d'identifier un scénario de redéveloppement des centrales incluant :

- une estimation des coûts;
- un calcul de production d'énergie annuelle;
- un échéancier (incluant une estimation des permis nécessaires à la concrétisation du *Projet*).

Les travaux liés au *Parc régional* seraient arrimés avec le *Projet*, puisque les *Terrains excédentaires* deviendraient disponibles à cette initiative régionale lors du transfert des centrales dans le cadre du *Projet* (voir la section 2.3). Les travaux liés au *Parc régional* sont traités indépendamment du *Projet* et leurs coûts ne sont pas inclus à ce *Plan d'affaires*. À ce titre, la première phase des travaux de l'*Alliance* a inclus une évaluation des titres de propriété liés aux centrales afin de cadrer adéquatement les efforts liés à un transfert dans l'échéancier et le budget du *Projet*.

Au terme de cette première phase, il a été conclu que :

- les centrales sont en bonnes conditions, particulièrement en ce qui a trait du génie civil, un élément majeur;
- les trois (3) *GTA* sont en fin de vie et jugés difficiles, voire impossible à réparer ;
- l'analyse hydrologique démontre que les centrales sont sous-équipées et qu'un remplacement de *GTA* peut mener à une hausse significative de leur production électrique.

De ce fait, l'*Alliance* a opté pour un scénario de remplacement et d'augmentation de la puissance des *GTA* pour le *Projet*. Ce scénario implique les travaux suivants :

- le remplacement des *GTA* de La Mitis 1 par les *GTA* les plus puissants en fonction des diamètres de la conduite forcée existante pour une puissance installée de onze (11,1) MW;
- le remplacement du *GTA* de La Mitis 2 par le *GTA* le plus puissant en fonction du diamètre de la conduite forcée existante pour une puissance de cinq virgule quatre (5,4) MW;
- la mise à jour des équipements de contrôle et protection pour les centrales;
- l'amélioration des centrales pour l'installation et l'opération des *GTA*;
- la remise en état du piège à saumon de La Mitis 2;
- l'ajout de vanne gonflable à La Mitis 1;
- la construction d'un poste élévateur MT/HT de soixante-neuf (69) kV à La Mitis 1;
- la construction d'une ligne électrique moyenne tension entre La Mitis 1 et 2 pour acheminer l'énergie du *Projet* au poste élévateur de La Mitis 1;
- des travaux liés à l'intégration du *Projet* au réseau de transport d'Hydro-Québec;
- le possible remplacement des conduites forcées;
- l'automatisation de toutes les vannes de décharge;
- le remplacement des équipements hydromécaniques des prises d'eau.

Ces travaux permettront une opération à long terme des centrales et les discussions contractuelles initiées avec Hydro-Québec sont basées sur un terme minimal de quarante (40) ans pour le *CAÉ* du *Projet*. La méthode proposée pour déterminer le prix d'achat de l'énergie est de travailler à livre ouvert avec un modèle financier conjoint pour un taux de rendement interne sélectionné par les deux (2) parties.

8.2 Coûts estimés du *Projet*

Les coûts du *Projet* ont été estimés par un consultant spécialisé en petite hydraulique en se basant sur des projets similaires récents, ainsi que sur des offres budgétaires pour les *GTA*. Le **Tableau 8.2A** présente un sommaire de l'estimation des coûts du *Projet*.

Tableau 8.2A
Coûts estimés du *Projet*

Description	Montant
Remplacement des <i>GTA</i>	Cette information n'est pas publique
Travaux civils et électriques	
Frais de développement et contingences	
Coûts estimés du <i>Projet</i> :	95 000 000 \$

8.3 Financement du *Projet*

L'*Alliance* prévoit que le *Projet* sera financé grâce à plusieurs sources de fonds, dont la section suivante présente une description.

8.3.1 Dette senior sans recours

Dans un premier temps, l'essentiel des coûts du *Projet* sera financé 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 de projet* seront mis en garantie. À l'égard du prêteur, les *Partenaires* du *Projet* seront ainsi exposés uniquement à la contribution en capital qu'ils auront placée dans la *Société de projet* et le prêteur n'aura aucun autre recours contre les *Partenaires* dans une situation de défaut de la *Société de projet* à l'égard du prêt contracté. Cette dette représentera environ entre soixante-dix (70) % et quatre-vingt-cinq (85) % des coûts du *Projet* selon les conditions de marché actuelles.

8.3.2 Contribution en capital (mise de fonds)

La différence entre le coût total du *Projet* et le montant du prêt consenti à la *Société de projet* devra être comblée par des mises de fonds des *Partenaires*. Les *Partenaires* devront donc procéder à des apports en capital représentant environ plus ou moins trente (30) % des coûts du *Projet*. Chaque *Partenaire communautaire* formant l'*Alliance* (la Régie BSL, la Régie GÎM, la MRC de L'Islet et la MRC de Montmagny) ainsi que le *Partenaire autochtone* devra donc contribuer à la mise de fonds des *Partenaires* selon leur quote-part respective, soit pour un total de cinquante (50) % du capital requis, ce qui représente plus ou moins quinze (15) % des coûts du *Projet*. Pour les fins de ce Plan d'affaires et puisque la part du *Partenaire autochtone* n'est pas connue à ce jour (voir la section 7.2), les calculs présentés ici assument une participation à cinquante (50) % de l'*Alliance*. En ce qui a trait à chacun des *Partenaires communautaires* de l'*Alliance*, cette mise de fonds devra provenir de règlements d'emprunt respectifs à chacune des organisations.

8.3.3 Lettres de crédit et autres instruments financiers

Certains contrats exigent des garanties à durée déterminée, notamment de la part d'Hydro-Québec Distribution ou Production pour le CAÉ et d'Hydro-Québec Transport pour le contrat de raccordement au réseau. Ces lettres de crédit doivent être supportées par les *Partenaires* de la *Société de projet* qui exploitera le *Projet* tant que celle-ci n'aura pas finalisé son processus de financement avec un prêteur indépendant. Une fois que la *Société de projet* aura sécurisé le financement du *Projet*, les *Partenaires* seront libérés des lettres de crédit émises et la *Société de projet* s'assurera de mettre en place les lettres de crédit requises. Normalement lorsque le *Projet* est en opération commerciale ou quelques mois suivant cette date, les lettres de crédit émises par les *Partenaires*, dont les *Partenaires communautaires*, seront 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 du *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 jusqu'à un an de remboursement de capital et intérêts de la dette *Projet*, réparti entre *Partenaires* selon leur quote-part au *Projet*.

Les *Partenaires communautaires* doivent donc prévoir un certain montant à même leurs règlements d'emprunt 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 du *Projet*. Ce financement est basé sur des taux d'intérêt représentatifs du marché actuel. À noter que le pourcentage de financement par le biais de dettes sans recours peut varier selon la stratégie financière adoptée par les *Partenaires*. Finalement, il convient de rappeler que la part de l'*Alliance* est fixée ici à cinquante (50) % (voir la section 7.2).

Tableau 8.3A
Financement du *Projet*

Description	Montant
Dette sans recours : soixante-dix (70) % des coûts de <i>Projet</i>	66 500 000 \$
Contribution en capital du <i>Partenaire privé</i>	14 250 000 \$
Contribution en capital de l' <i>Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.</i>	14 250 000 \$
Contribution en capital de la <i>Régie BSL</i>	8 550 000 \$
Contribution en capital de la <i>Régie GÎM</i>	4 275 000 \$
Contribution en capital la <i>MRC de L'Islet</i>	712 500 \$
Contribution en capital la <i>MRC de Montmagny</i>	712 500 \$
Coût total du <i>Projet</i> :	95 000 000 \$

Le **Tableau 8.3B** présente, quant à lui, les besoins en lettres de crédit qu'il est possible d'estimer à ce stade-ci, soit celles qui devraient être requises pour le CAÉ et celles requises à l'égard de l'entente de raccordement. Finalement, il convient de rappeler que la part de l'*Alliance* est fixée ici à cinquante (50) % (voir la section 7.2).

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

Description	Montant
Lettres de crédit à la signature du CAÉ et dix-huit (18) mois avant le début des livraisons avec Hydro-Québec, soit quinze mille (15 000) \$/MW installé chacun (niveau Projet)	495 000 \$
Lettres de crédit CAÉ (Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.)	247 500 \$
Part lettres de crédit de la Régie BSL	148 500 \$
Part lettres de crédit de la Régie GÎM	74 250 \$
Part lettres de crédit de la MRC de L'Islet	12 375 \$
Part lettres de crédit de la MRC de Montmagny	12 375 \$
Lettres de crédit pour l'entente de raccordement avec Hydro-Québec Transport, soit cinquante (50) % des coûts de raccordement (niveau Projet)	2 051 000 \$
Lettres de crédit raccordement (Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.)	1 025 500 \$
Part lettres de crédit de Régie BSL	615 300 \$
Part lettres de crédit de Régie GÎM	307 650 \$
Part lettres de crédit de la MRC de L'Islet	51 275 \$
Part lettres de crédit de la MRC de Montmagny	51 275 \$
Lettres de crédit totales (niveau Projet)	2 546 000 \$
Lettres de crédit totales (Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.)	1 273 000 \$

8.4 Échéancier du *Projet*

Cette section présente un échéancier du *Projet* ayant été développé principalement pour établir les dates des jalons importants. Le *Projet* se partage en trois (3) principales phases et chacune d'elles est décrite ci-dessous.

Phase 1 : Développement et approvisionnement (du début 2024 à décembre 2026) :

- Établissement du partenariat entre les *Partenaires communautaires* et le *Partenaire autochtone*;
- *Processus* visant la sélection du *Partenaire privé*;
- Mise en place de la *Société de projet*, octroi d'un mandat de gestion au *Partenaire privé* et transfert de la gestion des activités de développement ainsi que celles des phases subséquentes (2 et 3) au *Partenaire privé*;
- Revue diligente des centrales La Mitis 1 et 2;
- Ingénierie préliminaire;
- Suivi et validation de la modélisation financière du *Projet*;
- Négociation et signature du CAÉ avec Hydro-Québec;
- Réalisation de l'étude d'intégration par Hydro-Québec Transport;
- Signature de l'entente de raccordement avec Hydro-Québec Transport;

- Demande des permis et certificats d'autorisations auprès des différents organismes et ministères;
- Appels d'offres et négociations de contrats avec le turbinier sélectionné;
- Appels d'offres et négociations du contrat d'ingénierie, approvisionnement et construction (IAC);
- Négociation des ententes de financement.

Phase 2 : Construction (de janvier 2027 à décembre 2027)

- Arpentage et transfert des *Terrains excédentaires* au *Parc régional* (cette étape doit être réalisée au plus tard à ce moment);
- Planification et contrôle des activités de construction;
- Mobilisation et mise en chantier du *Projet*;
- Suivi des engagements contractuels des différents sous-traitants;
- Suivi des coûts et des échéanciers de réalisation;
- Exécution du financement à long terme;
- Raccordement au réseau de transport d'Hydro-Québec;
- Mise en route et début des livraisons d'électricité.

Phase 3 : Exploitation (à partir de janvier 2028)

- Exploitation, entretien et maximisation de la productivité;
- Confirmation de la production versus les prévisions;
- Respect de l'ensemble des budgets de fonctionnement;
- Validation de la performance des *GTA*;
- Préparation au renouvellement du *CAÉ* à son terme.

8.5 Revenus et dépenses du *Projet*

Les revenus du *Projet* proviennent de la vente d'énergie et de la puissance à Hydro-Québec. Les prix de l'énergie et de la puissance seront établis avec Hydro-Québec dans le cadre des négociations du *CAÉ* (voir la phase 1 du *Projet* à la section 8.4.) d'après le *Processus* décrit à la section 8.6.

Pour déterminer la production d'énergie moyenne annuelle, le calcul de production d'énergie a été réalisé avec les débits journaliers enregistrés aux deux (2) centrales de 2005 à 2023 par Hydro-Québec. Les paramètres du modèle énergétique sont les suivants :

- courbe de tarage amont et aval pour un calcul de chute brute;
- perte de charge pour un calcul de chute nette;
- rendement de la turbine et de l'alternateur (composantes critiques du *GTA*);
- pertes électriques;
- débit écologique;
- facteur d'utilisation.

La moyenne annuelle de production d'énergie est de plus de quatre-vingt-quatre (84) GWh.

Pour le prix de la puissance, deux (2) concepts seront présentés à Hydro-Québec pour rémunérer celle-ci :

- a) un montant forfaitaire annuel (\$/kW an);
- b) une prime à l'énergie produite durant la période de pointe (montants additionnels pour les MWh produits dans une période de pointe définie avec Hydro-Québec).

Pour l'instant, notre modèle financier intègre une prime de quatre-vingts (80) % du prix d'achat d'énergie durant la période de pointe. La période de pointe qui, à ce stade, a été convenue avec Hydro-Québec, est définie comme ceci :

- du 1^{er} décembre au 31 mars;
- les jours ouvrés;
- de 7 h à 9 h et de 17 h à 19h.

L'énergie moyenne produite durant cette période est évaluée à environ trois mille (3 000) MWh. Les prix de l'énergie et de la puissance résulteront de l'équation concernant le taux de rendement interne après taxes et avant financement convenu avec Hydro-Québec dans le cadre des négociations du CAÉ (le « **TRI ciblé** »).

Les coûts d'opération annuels sont exposés au **Tableau 8.5A** et sont séparés en trois (3) catégories :

- ceux liés au bail de location des forces hydrauliques;
- ceux liés aux retombées directes pour la *Communauté d'accueil*;
- ceux liés à l'opération.

L'opération du *Projet* sera planifiée, puis menée par le *Partenaire privé*. Pour les fins de ce Plan d'affaires, elle est planifiée avec quatre (4) employés, soit trois (3) opérateurs et un gestionnaire. Le bâtiment d'opération existant sera utilisé comme centre d'opération et garage.

Tableau 8.5A
Coûts d'opération annuels du *Projet*

Description	Coûts annuels actualisés en 2025
Coûts du bail de location des forces hydrauliques	Cette information n'est pas publique
Paieement unique à la signature du bail	
Redevance statutaire	
Redevance annuelle contractuelle	
Coûts liés aux retombées directes pour la <i>Communauté d'accueil</i>	
Taxes municipales	
Paieement ferme projeté	
Coûts liés à l'opération	
Gestion de la montaison des saumons	
Opération des barrages de tête	
Assurances	
O et M des centrales	
Maintenance et pièces de rechange	
Administration	
Centre d'opération local	
Centre d'opération 24/7 à distance	
Coûts totaux annuels d'opération du <i>Projet</i> :	

Des entretiens majeurs ont été planifiés, et ce, de manière récurrente, au modèle financier du *Projet*. Ces activités planifiées sont :

- un dragage du canal de La Mitis 1 tous les dix (10) ans au coût de cent cent mille (700 000) \$ (2025);
- l'entretien des turbines des deux (2) centrales tous les vingt (20) ans au coût de quatre millions (4 000 000) \$ (2025);
- une réserve pour rénovation majeure de vingt-deux millions (22 000 000) \$ (2025).

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 (l'« **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 aux *Partenaires*. Cependant, une certaine réserve sera conservée dans la *Société de projet* pour financer le fonds de roulement et le fonds de réserve pour le service de la dette. Le **Tableau 8.5B** résume les revenus et les dépenses encourues pour le *Projet*.

Tableau 8.5B
Revenus et dépenses du *Projet*

ALLIANCE DE L'ENERGIE DE L'EST		1	2	3	4	5	10	20	30
Index prix:									
Sources de revenus:			Cette information n'est pas publique						
Revenus liés à la vente d'électricité									
Total sources de revenus									
Utilisation des revenus avant fonds de roulement et bailleurs de fonds:									
Coûts liés à l'entretien et la maintenance									
Coûts de gestion									
Redevances payées aux collectivités									
Paiement pour les baux									
Taxes sur les services publics									
Autres coûts d'exploitation									
Contingences									
Total utilisation des revenus avant bailleur de fonds									
Variation du fonds de roulement									
Flux monétaires disponibles pour le service de la dette									
Paiements pour la Dette senior		70,00%							
Paiement de frais d'intérêt									
Remboursement du prêt									
Paiement frais d'agent									
Paiement frais de lettre de crédit									
Variation de l'encaisse du DSRA (si applicable)									
Total paiements pour la dette senior									
Flux monétaires disponibles pour les investisseurs									

8.6 Rendement espéré du *Projet*

Les discussions en cours avec Hydro-Québec en vue de la signature d'un CAÉ prévoient que les prix de l'énergie et de la puissance du *Projet* seront fixés à livre ouvert en fonction du *TRI ciblé*. La cible devra atteindre un taux de rendement interne en conformité avec une étude portant sur l'évaluation du taux de rendement sur équité requis par un investisseur typique dans un projet d'énergie renouvelable, étude que nous avons fait réaliser par une firme spécialisée et reconnue dans l'industrie. Néanmoins, le taux de rendement interne après financement du *Projet* dépendra des conditions obtenues lors de la structuration du financement (voir la phase 1 du *Projet* à la section 8.4).

Le montant de dette est déterminé en utilisant les contraintes de financement de quote-part en équité ainsi que de ratio de couverture de service de la dette. Ainsi, le ratio de taux de couverture de la dette minimum attendu pour un scénario P50 (scénario de base) est de 1,40x et de 1,00x pour un scénario dégradé.

Le **Tableau 8.5B** de la section précédente présente les revenus et les dépenses des années une à cinq (5) du *Projet* ainsi que les années dix (10), vingt (20) et trente (30) puisqu'il s'agit ici d'un *Projet* doté d'un contrat d'une durée de quarante (40) ans avec Hydro-Québec.

La gestion des risques liés aux opérations vise à assurer le service de la dette au *Projet* qui permet des distributions adéquates aux *Partenaires*, dont le *Partenaire autochtone*, le *Partenaire privé* et ceux du *Milieu local*. Du point de vue de l'*Alliance*, ces distributions aux *Partenaires* doivent être suffisantes pour que chaque *Partenaire communautaire* puisse rembourser les obligations liées à son règlement d'emprunt, ce qui sera discuté plus en détail à la section 8.7.

8.7 Rendement espéré pour l'*Alliance*

Les revenus et dépenses de chacun des *Partenaires communautaires* sont assez simples. D'un côté, l'*Alliance* reçoit des liquidités générées par l'investissement dans la *Société de projet*, paie ses frais de fonctionnement et distribue ensuite les liquidités nettes aux *Partenaires communautaires*. Chacun des *Partenaires communautaires* encaisse les distributions et paie le capital et les intérêts de leur règlement d'emprunt respectif.

Pour le calcul des montants de règlement d'emprunt, on doit inclure les différents frais incidents (les « **Frais incidents** ») requis pour réaliser ces investissements qui s'ajoutent aux besoins en contribution en capital et aux lettres de crédit. Les *Frais incidents* sont constitués d'honoraires professionnels pour l'accompagnement de l'*Alliance* dans la réalisation du *Projet*, des frais d'intérêts court terme et des frais d'émissions d'obligations 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 de la *Société de projet*. Cette étape est importante pour la protection des intérêts de la *Communauté d'accueil* (l'*Alliance* et son *Partenaire autochtone*) pour la durée de vie de l'investissement.

Les frais d'intérêts court terme 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'emprunt seront financés au long terme, soit environ trois (3) à six (6) mois suivant la mise en opération commerciale du *Projet*. Ce financement court terme s'échelonnait donc sur une durée de deux (2) à trois (3) ans, selon si la date de livraison envisagée (voir la section 8.4) est maintenue ou retardée lors du processus de développement du *Projet*. Il est à noter que les frais d'intérêts court terme incluent les montants requis pour couvrir l'émission des différentes lettres de crédit pendant les étapes de développement et de construction du *Projet*, telles que présentées au **Tableau 8.3B**. Les lettres de crédit seront habituellement émises par la même institution financière offrant la facilité de crédit court terme. Le **Tableau 8.7A** détaille le calcul des *Frais incidents* pour la réalisation du *Projet*.

Tableau 8.7A
Frais incidents pour le Projet

Description des <i>Frais incidents</i>	Hypothèses	<i>Frais incidents</i>
Honoraires professionnels	Services juridiques (100 K\$/Projet)	100 000 \$
Intérêts court terme	Décaissement linéaire sur la première année, un an et demi d'intérêt pleinement décaissé	1 066 275 \$
Frais d'émission de lettres de crédit	Coûts des lettres de crédit	23 600 \$
Frais d'émission d'obligations	1,5 % de la valeur du financement	235 125 \$
Frais incidents totaux :		1 425 000 \$

Une fois le capital et les intérêts payés par chaque *Partenaire communautaire*, 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 de la *Régie BSL* et de la *Régie GÎM*, ou par le biais de résolutions ou de règlements dans le cas des *MRC* de Montmagny et de L'Islet.

Dans un premier temps, le **Tableau 8.7B** présente le montant des règlements d'emprunt requis par chaque *Partenaire communautaire* pour participer au *Projet*. Il convient de rappeler que la part de l'*Alliance* est fixée ici à cinquante (50) %, mais qu'il est prévu que ce pourcentage intègre également la part du *Partenaire autochtone*.

Tableau 8.7B
Règlements d'emprunt requis pour participer au Projet

Description	<i>Alliance</i>	<i>Régie BSL</i>	<i>Régie GÎM</i>	<i>MRC de L'Islet</i>	<i>MRC de Montmagny</i>
Mise de fonds totale	28 500 000 \$				
Participation	50 %	30,0 %	15,0 %	2,5 %	2,5 %
Mise de fonds	14 250 000 \$	8 550 000 \$	4 275 000 \$	712 500 \$	712 500 \$
<i>Frais incidents</i> (10 %)	1 425 000 \$	855 000 \$	427 500 \$	71 250 \$	71 250 \$
Règlement d'emprunt à financer⁴	15 675 000 \$	9 405 000 \$	4 702 500 \$	783 750 \$	783 750 \$

Puisque les règlements d'emprunt de chacun des *Partenaires communautaires* de l'*Alliance* seront remboursés à partir des liquidités nettes perçues du *Projet*, la période d'amortissement des règlements d'emprunt se doit de correspondre au moins à la durée du CAÉ à être signé avec Hydro-Québec. Dans le cas du *Projet*, il s'agit d'un contrat d'une durée de quarante (40) ans. Pour l'évaluation de la rentabilité de l'investissement de l'*Alliance*, l'amortissement est établi à quarante (40) ans et le taux d'intérêt initial pour les règlements d'emprunt est établi à trois virgule cinq (3,5) %, soit le taux en date des présentes, à trois virgule cinq (3,5) % à la suite du premier refinancement après cinq (5) ans, pour ensuite s'établir à quatre (4) % pour les trente (30) années restantes. Le taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital est de quatre (4) %.

⁴ 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.

En utilisant les flux monétaires nets générés par le *Projet*, tels que présentés au **Tableau 8.5B**, et la structure de financement par règlements d'emprunt présentés au **Tableau 8.7B**, on peut évaluer la rentabilité nette des investissements de chacun des *Partenaires communautaires* de l'*Alliance*. Cette évaluation est présentée au **Tableau 8.7C**.

Tableau 8.7C
Rentabilité nette des investissements des *Partenaires communautaires* dans le *Projet*

Projet de redéveloppement de La Mitis 1 et 2				
Coût du <i>Projet</i>	95 000 000 \$			
Dette senior	66 500 000 \$			
Mise de fonds totale	28 500 000 \$			
Flux monétaires annuels moyens disponibles aux <i>Partenaires</i> 10 ans ⁵	Cette information n'est pas publique			
Flux monétaires annuels moyens disponibles aux <i>Partenaires</i> 40 ans				
Niveau <i>Partenaire communautaire</i>	Régie BSL	Régie GÎM	MRC de L'Islet	MRC de Montmagny
Participation	30,0 %	15,0 %	2,5 %	2,5 %
Mise de fonds	8 550 000 \$	4 275 000 \$	712 500 \$	712 500 \$
<i>Frais incidents</i> (10 %)	855 000 \$	427 500 \$	71 250 \$	71 250 \$
Règlement d'emprunt	9 405 000 \$	4 702 500 \$	783 750 \$	783 750 \$
Capital et intérêts annuels (moyen 40 ans)	Cette information n'est pas publique			
Flux monétaires moyens 10 ans				
Flux monétaires moyens 40 ans				
Distribuable net moyen 10 ans				
Distribuable net moyen 40 ans	635 812 \$	317 906 \$	52 984 \$	52 984 \$

⁵ Moyenne des 10 premières années du *Projet*.

9. Règlement d'emprunt et gestion du risque

9.1 Contribution en capital et lettres de crédit

Comme présenté en détail à la section 8.3, l'*Alliance* souhaitera s'engager dans un partenariat égalitaire entre la *Communauté d'accueil* et un *Partenaire privé* dont elle compte faire la sélection (voir la section 7.1) au cours de la phase 1 du *Projet* (voir la section 8.4).

Comme indiqué à la section 7.2, pour les fins de ce Plan d'affaires, une participation à cinquante (50) % de l'*Alliance* a été assumée. L'*Entente* intervenue entre le *Partenaire autochtone* et le *Milieu local* permet d'assumer que la part de l'*Alliance* sera moindre que cinquante (50) %, allégeant ainsi l'apport en capital requis de chacun des *Partenaires communautaires* constituant l'*Alliance*. Cela implique donc que les règlements d'emprunt et des lettres de crédits pour chacun des *Partenaires communautaires* détaillés à la section 9.3 seront de moindre ampleur, selon la prise de participation du *Partenaire autochtone*. De ce fait, il est prévu que le *Partenaire autochtone* allégera la prise de risque au *Projet* de chaque *Partenaire communautaire*.

9.2 Contingences

L'*Alliance* a inclus, sur les conseils d'un consultant spécialisé en petite hydraulique et sur la base de son expérience passée, une contingence de dix (10) % aux coûts du *Projet* ainsi qu'une réserve pour indexation de deux virgule cinq (2,5) %. Ces éléments, jugés suffisants, visent à parer aux enjeux d'inflation, de dépassement d'échéancier et d'autres enjeux de développement et de construction. Certains éléments du *Projet* sont submergés ou inaccessibles lors de la vérification du *Projet*. Le coût de remplacement de ces éléments a été inclus dans l'estimation. Des vérifications ultérieures confirmeront ou non la nécessité de ces travaux, mais pour l'instant, ils sont tous inclus.

Il faut aussi considérer que le taux d'endettement du *Projet* à soixante-dix (70) % de risque d'être plus élevé à la clôture financière, ce qui permettra de réduire la contribution en capital au *Projet*. Enfin, comme mentionné plus haut, la prise de participation du *Partenaire autochtone* viendra aussi réduire le règlement d'emprunt de chaque *Partenaire communautaire*.

Considérant ces réalités, l'*Alliance* n'a pas ajouté de contingences additionnelles sur l'ampleur des règlements d'emprunt. Les montants inutilisés pourront servir aux éléments suivants :

- contingence sur la hausse des taux d'intérêt court terme;
- contingence sur la contribution en capital additionnelle si requis;
- hausse des frais d'émission des obligations lors du financement long terme des règlements d'emprunt.

9.3 Détails des règlements d'emprunt requis

Cette section détaille le montant des règlements d'emprunt totaux pour l'*Alliance* ainsi que ceux de chacun des *Partenaires communautaires* du *Projet*. Comme mentionné à la section 9.1, il s'agit des montants maximaux, puisque la participation anticipée du *Partenaire autochtone* fera automatiquement baisser ces montants en fonction de la portion de la *Société de projet* acquise par ces derniers.

Tableau 9.3A
Total des règlements d'emprunt requis au *Projet*

Description	Montant
Contribution en capital de l' <i>Alliance</i>	14 250 000 \$
<i>Frais incidents</i> (frais légaux, intérêts court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (10 %)	1 450 000 \$
Lettres de crédit et instruments financiers	1 273 000 \$
Règlement d'emprunt requis :	16 948 000 \$

Tableau 9.3B
Règlement d'emprunt de la Régie BSL

Description	Montant
Contribution en capital (30 % de participation)	8 550 000 \$
<i>Frais incidents</i> (frais légaux, intérêts court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (10 %)	855 000 \$
Lettres de crédit et instruments financiers	763 800 \$
Règlement d'emprunt requis :	10 168 800 \$

Tableau 9.3C
Règlement d'emprunt de la Régie GÎM

Description	Montant
Contribution en capital (15 % de participation)	4 275 000 \$
<i>Frais incidents</i> (frais légaux, intérêts court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (10 %)	427 500 \$
Lettres de crédit et instruments financiers	381 900 \$
Règlement d'emprunt requis :	5 084 400 \$

Tableau 9.3D
Règlement d'emprunt de la MRC de L'Islet

Description	Montant
Contribution en capital (2,5 % de participation)	712 500 \$
<i>Frais incidents</i> (frais légaux, intérêts court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (10 %)	71 250 \$
Lettres de crédit et instruments financiers	63 650 \$
Règlement d'emprunt requis :	847 400 \$

Tableau 9.3E
Règlement d'emprunt de la MRC de Montmagny

Description	Montant
Contribution en capital (2,5 % de participation)	712 500 \$
<i>Frais incidents</i> (frais légaux, intérêts court terme, frais bancaires, frais d'émission des obligations) (10 %)	71 250 \$
Lettres de crédit et instruments financiers	63 650 \$
Règlement d'emprunt requis :	847 400 \$

Le remboursement du règlement d'emprunt (capital et intérêts) sera échelonné sur une durée totale de quarante (40) ans. Cette durée correspond au terme envisagé pour le CAÉ. Les prévisions financières (voir le **Tableau 8.7C**) démontrent des flux monétaires nets permettant des distributions aux *Partenaires* sur la durée complète de l'investissement.

9.4 Financement long terme des règlements d'emprunt

Dans la modélisation financière présentée dans le **Tableau 8.7C** et les suivants, les règlements d'emprunt sont amortis sur une période de quarante (40) ans et le taux d'intérêt considéré est constant et fixé à quatre (4) %. Le tableau d'amortissement des règlements d'emprunt est présenté à l'annexe A du présent document. On comprend qu'au cours d'une période de quarante (40) 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 trois virgule cinq (3,5) % et de quatre (4) % 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 quarante (40) ans et le taux d'intérêt initial pour les règlements d'emprunt sont établis à trois virgule cinq (3,5) %, soit les taux en en date des présentes, et à quatre (4) % à la suite du premier refinancement après dix (10) ans. Le taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital est de quatre (4) %.

9.5 Obligations et capacités financières

Il est convenu que les remboursements des règlements d'emprunt soient financés à même les profits anticipés du *Projet*. Théoriquement, dans l'éventualité où les *Sociétés de projet* sont incapables de verser des dividendes (quotes-parts) pour une année spécifique et que les *Partenaires communautaires* 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 de la *Régie BSL* et de la *Régie GÎM* aura recouru au processus prévu pour assumer les obligations financières que la *Régie BSL* et la *Régie GÎM* ne seraient pas en mesure d'assumer pour une période précise. En fin de compte, les membres de la *Régie BSL* et de la *Régie GÎM* 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 de Montmagny.

Le **Tableau 9.5A** présente la proportion des garanties financières qui doit être appliquée à chaque membre des *Partenaires communautaires* en lien avec les présents règlements d'emprunt.

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

Tableau 9.5A
Garanties financières par chaque membre des *Partenaires communautaires*

Régie BSL (60 %)	Participation	Montant garanti par le membre
MRC de Kamouraska	11,25 %	1 143 990 \$
MRC de La Matanie	11,25 %	1 143 990 \$
MRC de La Matapédia	11,25 %	1 143 990 \$
MRC de La Mitis	11,25 %	1 143 990 \$
MRC de Rimouski-Neigette	11,25 %	1 143 990 \$
MRC de Rivière-du-Loup	11,25 %	1 143 990 \$
MRC de Témiscouata	11,25 %	1 143 990 \$
MRC des Basques	11,25 %	1 143 990 \$
PNWW	10,00 %	1 016 880 \$
Sous-total :	100 %	10 168 800 \$
Régie GÎM (30 %)	% (RFU⁶)	
Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine	18,7 %	950 783 \$
MRC Avignon	13,6 %	691 478 \$
MRC de Bonaventure	18,4 %	935 530 \$
MRC de La Côte-de-Gaspé	21,0 %	1 067 724 \$
MRC de La Haute-Gaspésie	10,2 %	518 609 \$
MRC du Rocher-Percé	18,1 %	920 276 \$
Sous-total :	100 %	5 084 400 \$
MRC de L'Islet (5 %) :		847 400 \$
MRC de Montmagny (5 %) :		847 400 \$
Grand total :		16 948 000 \$

Considérant que la *Régie BSL* et la *Régie GÎM* détiennent maintenant plusieurs investissements leur permettant de générer des excédents, respectivement de l'ordre sept (7) à neuf (9) M\$ et de trois (3) à quatre virgule cinq (4,5) M\$ à chaque année, la *Régie BSL* et la *Régie GÎM* détiennent toujours les liquidés pour faire face à

⁶ RFU 2024 comme publié par le MAMH en date du 21 septembre 2024.

ces différentes obligations financières. Les conséquences financières reliées aux risques financiers liés au *Projet* sont ainsi atténuées. À ces montants s'ajouteront les excédents générés par les six (6) projets issus des appels d'offres A/O 2021-01, A/O 2021-02 et A/O 2023-01 auxquels participent aussi les MRC de L'Islet et de Montmagny.

9.6 Autres éléments de gestion du risque

Des éléments additionnels seront en place pour la gestion du risque lié aux investissements des *Partenaires communautaires* au *Projet*.

9.6.1 Présence du *Partenaire privé*

Au terme du *Processus* visant à sélectionner un *Partenaire privé* (voir la section 7.1), l'*Alliance* s'assurera de concrétiser un partenariat avec ce dernier qui soit en mesure de rencontrer tous les critères fixés dans l'*Entente de participation*.

Tel que décrit à la section 2, le secteur québécois de la petite hydroélectricité a acquis une grande maturité dans toutes les phases de réalisation, soit au développement, en construction et pendant les opérations. Les joueurs présents dans le marché sont des firmes sophistiquées et spécialisées qui ont fait leurs preuves dans toutes les phases de réalisation de ce genre de projets.

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 au *Processus* (voir la section 7.1) devront démontrer une solide expertise et une excellente expérience d'exploitation de projet comparable au Canada;
- les fournisseurs envisagés pour les *GTA* par les potentiels *Partenaires privés* ont une expérience réelle, ont déjà fourni plusieurs *GTA* et, ainsi, sont en mesure de prouver leur efficacité;
- les promoteurs ciblés devront démontrer leur capacité à contrôler les coûts lors de la construction de projets;
- le *Projet* présente un bon potentiel et une rentabilité supérieure aux prévisions est envisageable;
- le prix de l'énergie et de la puissance seront indexés, ce qui vient protéger les projets contre une éventuelle hausse des taux d'intérêt, puisque ces derniers y sont influencés.

9.6.2 Distributions prioritaires

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

- les assurances d'interruption de revenus avec l'assureur de la *Société de projet*;
- la garantie de disponibilité, ou l'équivalent, fournie par le *Partenaire privé* qui assure l'opération du *Projet*;
- le CAÉ avec Hydro-Québec qui garantit l'acquisition de toute l'énergie et de la puissance produite;
- la garantie de performance des *GTA* du manufacturier.

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. Il est prévu que l'*Entente de participation* stipulera que les flux monétaires doivent être utilisés de sorte que soient versées 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* s'ajoute aux autres mécanismes que la *Société de projet* peut mettre en place pour l'ensemble des *Partenaires*.

L'*Alliance* est donc très persuadée que l'ensemble des mécanismes mis en place au sein du *Projet* 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
TABLEAUX D'AMORTISSEMENT DES RÈGLEMENTS D'EMPRUNT

Tableau d'amortissement de règlement d'emprunt																	
Règlement REGIE-BSL																	
Montant initial d'emprunt (Capital et frais d'émission d'obligation)						Terme						Terme					
Période d'amortissement						Date d'émission						Date d'émission					
Taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital						Échéance fin.						Échéance fin.					
						Échéance dette						Échéance dette					
						2028-07-01						2033-07-01					
						2033-07-01						2038-07-01					
						2068-07-01						2068-07-01					
						3.50%						3.50%					
						3.50%						3.50%					
						3.50%						3.50%					
						3.50%						3.50%					
						3.50%						3.50%					
						3.50%						3.50%					
						0.00%						0.00%					
						Refinancement						Refinancement					
						2033-07-01						2038-07-01					
						-						8 869 000					
						NA						NA					
						-						-					

Règlement REGIE-BSL (suite)																													
Terme	Date d'émission	2038-07-01					Terme	Date d'émission	2043-07-01					Terme	Date d'émission	2048-07-01													
	Échéance fin.	2043-07-01						Échéance fin.	2048-07-01						Échéance fin.	2053-07-01													
	Échéance dette	2068-07-01						Échéance dette	2068-07-01						Échéance dette	2068-07-01													
	11	2039	4.00%					16	2044	4.00%					21	2049	4.00%												
	12	2040	4.00%					17	2045	4.00%					22	2050	4.00%												
	13	2041	4.00%					18	2046	4.00%					23	2051	4.00%												
	14	2042	4.00%					19	2047	4.00%					24	2052	4.00%												
15	2043	4.00%	Refinancement	2043-07-01	8 218 000		20	2048	4.00%	Refinancement	2048-07-01	7 425 000		25	2053	4.00%	Refinancement	2053-07-01	6 459 000										
20	2048	0.00%	Refinancement	NA	-				0.00%	Refinancement	NA	-		30	2058	0.00%	Refinancement	NA	-										
Refinancement # 2						Refinancement # 3						Refinancement # 4																	
Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations			Total Intérêts financement # 3			Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations			Total Intérêts financement # 4			Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations			Total Intérêts financement # 5		
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total									

Règlement REGIE-BSL (suite)																							
Date d'émission 2053-07-01 Échéance fin. 2058-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01							Date d'émission 2058-07-01 Échéance fin. 2063-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01							Date d'émission 2063-07-01 Échéance fin. 2068-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01									
16	2054	4,00%					21	2059	4,00%					26	2064	4,00%							
17	2055	4,00%	Refinancement # 5				22	2060	4,00%	Refinancement # 6				27	2065	4,00%	Refinancement # 7						
18	2056	4,00%					23	2061	4,00%					28	2066	4,00%							
19	2057	4,00%					24	2062	4,00%					29	2067	4,00%							
20	2058	4,00%	Refinancement	2058-07-01	5 283 000	Montant à refinancer	25	2063	4,00%	Refinancement	2063-07-01	3 854 000	Montant à refinancer	30	2068	4,00%	Refinancement	2068-07-01	2 491 000	Montant à refinancer			
25	2063	0,00%	Refinancement	NA	-		30	2068	0,00%	Refinancement	NA	-		35	2073	0,00%	Refinancement	NA	-		Grand total RÉGIE-BSL		
Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 6		Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 7		Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 8		Année débutant le	Intérêt total à terme	Capital et intérêt à terme
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total			
																					2029-01-01	329 175	428 175
																					2030-01-01	325 710	428 710
																					2031-01-01	322 105	429 105
																					2032-01-01	318 360	429 360
																					2033-01-01	314 475	430 475
																					2034-01-01	310 415	430 415
																					2035-01-01	306 215	431 215
																					2036-01-01	301 840	431 840
																					2037-01-01	297 290	432 290
																					2038-01-01	292 565	433 565
																					2039-01-01	288 720	475 720
																					2040-01-01	322 840	474 840
																					2041-01-01	316 760	474 760
																					2042-01-01	310 440	475 440
																					2043-01-01	303 840	474 840
																					2044-01-01	297 000	475 000
																					2045-01-01	289 880	474 880
																					2046-01-01	282 480	475 480
																					2047-01-01	274 760	475 760
																					2048-01-01	266 720	475 720
																					2049-01-01	258 360	475 360
																					2050-01-01	249 680	475 680
																					2051-01-01	240 640	475 640
																					2052-01-01	231 240	475 240
																					2053-01-01	221 480	475 480
																					2054-01-01	211 320	475 320
																					2055-01-01	200 760	474 760
																					2056-01-01	189 800	474 800
																					2057-01-01	178 400	475 400
																					2058-01-01	166 520	475 520
																					2059-01-01	169 200	490 200
																					2060-01-01	156 360	490 360
																					2061-01-01	143 000	490 000
																					2062-01-01	129 120	490 120
																					2063-01-01	114 680	490 680
																					2064-01-01	84 600	474 600
																					2065-01-01	69 000	475 000
																					2066-01-01	52 760	475 760
																					2067-01-01	35 840	474 840
																					2068-01-01	18 280	475 280
3 854 000	57 160	176 000	770 800	-	-	946 800	2 491 000	69 560	214 160	498 200	-	-	712 360	-	84 600	260 480	-	-	-	260 480		9 232 630	18 637 630

Tableau d'amortissement de règlement d'emprunt																			
Règlement REGIE-GIM																			
<div>Montant initial d'emprunt (Capital et frais d'émission d'obligation)</div> <div>Période d'amortissement</div> <div>Taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital</div>						<div>Terme<div>Date d'émission Échéance fin. Échéance dette</div><div>1 2029 2 2030 3 2031 4 2032 5 2033 10 2038</div><div>2028-07-01 2033-07-01 2068-07-01 3,50% 3,50% 3,50% 3,50% 3,50% 0,00%</div><div>Financement Initial</div><div>Refinancement Refinancement</div><div>2033-07-01 NA</div><div>- -</div></div>							<div>Terme<div>Date d'émission Échéance fin. Échéance dette</div><div>6 2034 7 2035 8 2036 9 2037 10 2038</div><div>2033-07-01 2038-07-01 2068-07-01 3,50% 3,50% 3,50% 3,50% 3,50% 0,00%</div><div>Refinancement # 1</div><div>Refinancement Refinancement</div><div>2038-07-01 NA</div><div>4 434 500 -</div></div>						
						Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 1	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 2
Début de période	Période	Capital	Intérêt	Total	Solde	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total
2029-01-01	1	49 000	188 100	237 587	4 653 500		1 715	9 380	155 208		-	164 588							
2030-01-01	2	51 000	186 140	237 612	4 602 500		1 785	7 665	155 208		-	162 873							
2031-01-01	3	54 000	184 100	237 636	4 548 500		1 890	5 880	155 208		-	161 088							
2032-01-01	4	56 000	181 940	237 612	4 492 500		1 960	3 990	155 208		-	159 198							
2033-01-01	5	58 000	179 700	237 594	4 434 500	4 434 500	2 030	2 030	155 208		-	157 238							
2034-01-01	6	60 000	177 380	237 589	4 374 500						-	-			2 100	11 410	143 798	-	155 208
2035-01-01	7	63 000	174 980	237 600	4 311 500						-	-			2 205	9 310	143 798	-	153 108
2036-01-01	8	65 000	172 460	237 579	4 246 500						-	-			2 275	7 105	143 798	-	150 903
2037-01-01	9	68 000	169 860	237 586	4 178 500						-	-			2 380	4 830	143 798	-	148 628
2038-01-01	10	70 000	167 140	237 570	4 108 500					-	-	-	4 108 500	2 450	2 450	143 798		-	146 248
2039-01-01	11	73 000	164 340	237 595	4 035 500													-	-
2040-01-01	12	76 000	161 420	237 610	3 959 500													-	-
2041-01-01	13	79 000	158 380	237 621	3 880 500													-	-
2042-01-01	14	82 000	155 220	237 636	3 798 500													-	-
2043-01-01	15	86 000	151 940	237 662	3 712 500													-	-
2044-01-01	16	89 000	148 500	237 644	3 623 500														
2045-01-01	17	93 000	144 940	237 654	3 530 500														
2046-01-01	18	96 000	141 220	237 635	3 434 500														
2047-01-01	19	100 000	137 380	237 663	3 334 500														
2048-01-01	20	104 000	133 380	237 684	3 230 500														
2049-01-01	21	108 000	129 220	237 706	3 122 500														
2050-01-01	22	113 000	124 900	237 743	3 009 500														
2051-01-01	23	117 000	120 380	237 730	2 892 500														
2052-01-01	24	122 000	115 700	237 759	2 770 500														
2053-01-01	25	127 000	110 820	237 764	2 643 500														
2054-01-01	26	132 000	105 740	237 759	2 511 500														
2055-01-01	27	137 000	100 460	237 761	2 374 500														
2056-01-01	28	143 000	94 980	237 791	2 231 500														
2057-01-01	29	149 000	89 260	237 771	2 082 500														
2058-01-01	30	154 000	83 300	237 715	1 928 500														
2059-01-01	31	161 000	77 140	237 767	1 767 500														
2060-01-01	32	167 000	70 700	237 716	1 600 500														
2061-01-01	33	174 000	64 020	237 719	1 426 500														
2062-01-01	34	181 000	57 060	237 669	1 245 500														
2063-01-01	35	188 000	49 820	237 594	1 057 500														
2064-01-01	36	195 000	42 300	237 543	862 500														
2065-01-01	37	203 000	34 500	237 610	659 500														
2066-01-01	38	211 000	26 380	237 650	448 500														
2067-01-01	39	220 000	17 940	237 793	228 500														
2068-01-01	40	228 500	9 140	237 640	-														
Grand total		4 702 500	4 802 280	9 506 569	-	4 434 500	9 380	28 945	776 038	-	-	804 983	4 108 500	11 410	35 105	718 988	-	-	754 099

Règlement REGIE-GiM (suite)																				
Date d'émission 2038-07-01 Échéance fin. 2043-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01							Date d'émission 2043-07-01 Échéance fin. 2048-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01							Date d'émission 2048-07-01 Échéance fin. 2053-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01						
11	2039	4,00%					16	2044	4,00%					21	2049	4,00%				
12	2040	4,00%					17	2045	4,00%					22	2050	4,00%				
13	2041	4,00%					18	2046	4,00%					23	2051	4,00%				
14	2042	4,00%					19	2047	4,00%					24	2052	4,00%				
15	2043	4,00%	Refinancement	2043-07-01	4 108 500	Montant à refinancer	20	2048	4,00%	Refinancement	2048-07-01	3 712 500	Montant à refinancer	25	2053	4,00%	Refinancement	2053-07-01	3 230 500	Montant à refinancer
20	2048	0,00%	Refinancement	NA	-				0,00%	Refinancement	NA	-		30	2058	0,00%	Refinancement	NA	-	
Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 3		Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 4		Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 5	
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total
	2 920	15 840	148 500		-															
	3 040	12 920	148 500		-															
	3 160	9 880	148 500		-															
	3 280	6 720	148 500		-															
3 712 500	3 440	3 440	148 500		-	151 940														
						-		3 560	19 280	129 220		-	148 500						-	129 220
						-		3 720	15 720	129 220		-	144 940						-	124 900
						-		3 840	12 000	129 220		-	141 220						-	120 380
						-		4 000	8 160	129 220		-	137 380						-	115 700
						-	3 230 500	4 160	4 160	129 220		-	133 380						-	110 820
						-						-	-		4 320	23 480	105 740		-	-
						-						-	-		4 520	19 160	105 740		-	-
						-						-	-		4 680	14 640	105 740		-	-
						-						-	-		4 880	9 960	105 740		-	-
						-					-	-	-	2 643 500	5 080	5 080	105 740		-	-
						-						-	-						-	-
						-						-	-						-	-
						-						-	-						-	-
						-						-	-						-	-
3 712 500	15 840	48 800	742 500	-	-	791 300	3 230 500	19 280	59 320	646 100	-	-	705 420	2 643 500	23 480	72 320	528 700	-	-	601 020

Règlement REGIE-GlM (suite)																									
Date d'émission		2053-07-01					Date d'émission		2058-07-01					Date d'émission		2063-07-01									
Échéance fin.		2058-07-01					Échéance fin.		2063-07-01					Échéance fin.		2068-07-01									
Terme	Échéance dette	2068-07-01					Terme	Échéance dette	2068-07-01					Terme	Échéance dette	2068-07-01									
16	2054	4,00%					21	2059	4,00%					26	2064	4,00%									
17	2055	4,00%		Refinancement # 5			22	2060	4,00%		Refinancement # 6			27	2065	4,00%		Refinancement # 7							
18	2056	4,00%					23	2061	4,00%					28	2066	4,00%									
19	2057	4,00%					24	2062	4,00%					29	2067	4,00%									
20	2058	4,00%		Refinancement	2058-07-01	2 643 500	25	2063	4,00%		Refinancement	2063-07-01	1 928 500	30	2068	4,00%		Refinancement	2068-07-01	1 245 500					
25	2063	0,00%		Refinancement	NA	-	30	2068	0,00%		Refinancement	NA	-	35	2073	0,00%		Refinancement	NA	-					
Financement (5) ans sur obligations			Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 6	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 7	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 8	Année débutant le	Intérêt total à terme	Capital et intérêt à terme			
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total					
																					2029-01-01			164 588	213 588
																					2030-01-01			162 873	213 873
																					2031-01-01			161 088	215 088
																					2032-01-01			159 198	215 198
																					2033-01-01			157 238	215 238
																					2034-01-01			155 208	215 208
																					2035-01-01			153 108	216 108
																					2036-01-01			150 903	215 903
																					2037-01-01			148 628	216 628
																					2038-01-01			146 248	216 248
																					2039-01-01			164 340	237 340
																					2040-01-01			161 420	237 420
																					2041-01-01			158 380	237 380
																					2042-01-01			155 220	237 220
																					2043-01-01			151 940	237 940
																					2044-01-01			148 500	237 500
																					2045-01-01			144 940	237 940
																					2046-01-01			141 220	237 220
																					2047-01-01			137 380	237 380
																					2048-01-01			133 380	237 380
																					2049-01-01			129 220	237 220
																					2050-01-01			124 900	237 900
																					2051-01-01			120 380	237 380
																					2052-01-01			115 700	237 700
																					2053-01-01			110 820	237 820
																					2054-01-01			105 740	237 740
																					2055-01-01			100 460	237 460
																					2056-01-01			94 980	237 980
																					2057-01-01			89 260	238 260
																					2058-01-01			83 300	237 300
																					2059-01-01			84 660	245 660
																					2060-01-01			78 220	245 220
																					2061-01-01			71 540	245 540
																					2062-01-01			64 580	245 580
																					2063-01-01			57 340	245 340
																					2064-01-01			42 300	237 300
																					2065-01-01			34 500	237 500
																					2066-01-01			26 380	237 380
																					2067-01-01			17 940	237 940
																					2068-01-01			9 140	237 640
1 928 500	28 600	88 040	385 700	-	-	473 740	1 245 500	34 840	107 240	249 100	-	-	356 340	-	42 300	130 260	-	-	-	130 260	4 617 155	9 319 655			

Règlement MRC L'ISLET (suite)																				
<div><div>Date d'émission2038-07-01Échéance fin.2043-07-01Échéance dette2068-07-01</div><div>1120394.00%1220404.00%1320414.00%1420424.00%1520434.00%2020480.00%</div><div>Refinancement2043-07-01684 750Montant à refinancerRefinancementNA-</div></div>							<div><div>Date d'émission2043-07-01Échéance fin.2048-07-01Échéance dette2068-07-01</div><div>1620444.00%1720454.00%1820464.00%1920474.00%2020484.00%0.00%</div><div>Refinancement2048-07-01618 750Montant à refinancerRefinancementNA-</div></div>							<div><div>Date d'émission2048-07-01Échéance fin.2053-07-01Échéance dette2068-07-01</div><div>2120494.00%2220504.00%2320514.00%2420524.00%2520534.00%3020580.00%</div><div>Refinancement2053-07-01538 750Montant à refinancerRefinancementNA-</div></div>						
Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 3	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 4	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 5
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total
											</									

Règlement MRC L'ISLET (suite)																							
<div><div>Date d'émission2053-07-01Échéance fin.2058-07-01Échéance dette2068-07-01</div><div>1620544,00%1720554,00%1820564,00%1920574,00%2020584,00%2520630,00%</div><div>Refinancement2058-07-01440 750RefinancementNA-</div><div>Refinancement # 5</div><div>Montant à refinancer</div></div>							<div><div>Date d'émission2058-07-01Échéance fin.2063-07-01Échéance dette2068-07-01</div><div>2120594,00%2220604,00%2320614,00%2420624,00%2520634,00%3020680,00%</div><div>Refinancement2063-07-01320 750RefinancementNA-</div><div>Refinancement # 6</div><div>Montant à refinancer</div></div>							<div><div>Date d'émission2063-07-01Échéance fin.2068-07-01Échéance dette2068-07-01</div><div>2620644,00%2720654,00%2820664,00%2920674,00%3020684,00%3520730,00%</div><div>Refinancement2068-07-01206 750RefinancementNA-</div><div>Refinancement # 7</div><div>Montant à refinancer</div></div>							Grand total MRC L'ISLET		
Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 6	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 7	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 8	Année débutant le	Intérêt total à terme	Capital et intérêt à terme
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total			
																					2029-01-01	27 431	35 431
																					2030-01-01	27 151	36 151
																					2031-01-01	26 836	35 836
																					2032-01-01	26 521	35 521
																					2033-01-01	26 206	36 206
																					2034-01-01	25 856	35 856
																					2035-01-01	25 506	35 506
																					2036-01-01	25 156	36 156
																					2037-01-01	24 771	35 771
																					2038-01-01	24 386	36 386
																					2039-01-01	27 390	39 390
																					2040-01-01	26 910	39 910
																					2041-01-01	26 390	39 390
																					2042-01-01	25 870	39 870
																					2043-01-01	25 310	39 310
																					2044-01-01	24 750	39 750
																					2045-01-01	24 150	39 150
																					2046-01-01	23 550	39 550
																					2047-01-01	22 910	39 910
																					2048-01-01	22 230	39 230
																					2049-01-01	21 550	39 550
																					2050-01-01	20 830	39 830
																					2051-01-01	20 070	40 070
																					2052-01-01	19 270	39 270
																					2053-01-01	18 470	39 470
	880	4 800	12 830		-	17 630															2054-01-01	17 630	39 630
	920	3 920	12 830		-	16 750															2055-01-01	16 750	39 750
	960	3 000	12 830		-	15 830															2056-01-01	15 830	39 830
	1 000	2 040	12 830		-	14 870															2057-01-01	14 870	39 870
320 750	1 040	1 040	12 830		-	13 870															2058-01-01	13 870	39 870
					-	-		1 080	5 800	8 270		-	14 070								2059-01-01	14 070	41 070
					-	-		1 120	4 720	8 270		-	12 990								2060-01-01	12 990	40 990
					-	-		1 160	3 600	8 270		-	11 870								2061-01-01	11 870	40 870
					-	-		1 200	2 440	8 270		-	10 710								2062-01-01	10 710	40 710
				-	-	-	206 750	1 240	1 240	8 270		-	9 510								2063-01-01	9 510	40 510
												-	-		1 280	7 030	-			7 030	2064-01-01	7 030	39 030
												-	-		1 360	5 750	-			5 750	2065-01-01	5 750	39 750
												-	-		1 400	4 390	-			4 390	2066-01-01	4 390	39 390
												-	-		1 480	2 990	-			2 990	2067-01-01	2 990	39 990
											-	-	-	-	1 510	1 510	-			1 510	2068-01-01	1 510	39 260
320 750	4 800	14 800	64 150	-	-	78 950	206 750	5 800	17 800	41 350	-	-	59 150	-	7 030	21 670	-	-	-	21 670	769 243	1 552 993	

Tableau d'amortissement de règlement d'emprunt																	
Règlement MRC MONTMAGNY																	
Montant initial d'emprunt (Capital et frais d'émission d'obligation)						Terme						Terme					
Période d'amortissement						Date d'émission						Date d'émission					
Taux d'intérêt utilisé pour l'amortissement du remboursement en capital						Échéance fin.						Échéance fin.					
						Échéance dette						Échéance dette					
						2028-07-01						2033-07-01					
						2033-07-01						2038-07-01					
						2068-07-01						2068-07-01					
						1 2029 3.50%						6 2034 3.50%					
						2 2030 3.50%						7 2035 3.50%					
						3 2031 3.50%						8 2036 3.50%					
						4 2032 3.50%						9 2037 3.50%					
						5 2033 3.50%						10 2038 3.50%					
						10 2038 0.00%						10 2038 0.00%					
						Refinancement 2033-07-01 -						Refinancement 2038-07-01 738 750					
						Refinancement NA -						Refinancement NA -					

Règlement MRC MONTMAGNY (suite)																				
Date d'émission 2038-07-01 Échéance fin. 2043-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01 11 2039 4.00% 12 2040 4.00% 13 2041 4.00% 14 2042 4.00% 15 2043 4.00% 20 2048 0.00% Refinancement 2043-07-01 684 750 Refinancement NA -							Date d'émission 2043-07-01 Échéance fin. 2048-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01 16 2044 4.00% 17 2045 4.00% 18 2046 4.00% 19 2047 4.00% 20 2048 4.00% Refinancement 2048-07-01 618 750 Refinancement NA -							Date d'émission 2048-07-01 Échéance fin. 2053-07-01 Terme Échéance dette 2068-07-01 21 2049 4.00% 22 2050 4.00% 23 2051 4.00% 24 2052 4.00% 25 2053 4.00% 30 2058 0.00% Refinancement 2053-07-01 538 750 Refinancement NA -						
Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 3	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 4	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 5
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total

Règlement MRC MONTMAGNY (suite)																										
Date d'émission		2053-07-01					Date d'émission		2058-07-01					Date d'émission		2063-07-01										
Échéance fin.		2058-07-01					Échéance fin.		2063-07-01					Échéance fin.		2068-07-01										
Échéance dette		2068-07-01					Échéance dette		2068-07-01					Échéance dette		2068-07-01										
Terme				Refinancement # 5			Terme				Refinancement # 6			Terme				Refinancement # 7			Grand total MRC MONTMAGNY					
16	2054	4,00%					21	2059	4,00%					26	2064	4,00%										
17	2055	4,00%					22	2060	4,00%					27	2065	4,00%										
18	2056	4,00%					23	2061	4,00%					28	2066	4,00%										
19	2057	4,00%					24	2062	4,00%					29	2067	4,00%										
20	2058	4,00%	Refinancement	2058-07-01	440 750	Montant à refinancer	25	2063	4,00%	Refinancement	2063-07-01	320 750	Montant à refinancer	30	2068	4,00%	Refinancement	2068-07-01	206 750	Montant à refinancer						
25	2063	0,00%	Refinancement	NA	-		30	2068	0,00%	Refinancement	NA	-		35	2073	0,00%	Refinancement	NA	-							
Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 6	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 7	Financement (5) ans sur obligations				Financement (10) ans sur obligations		Total Intérêts financement # 8	Année débutant le	Intérêt total à terme	Capital et intérêt à terme			
Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total	Obligation (5) ans	Intérêt sur tranche	Intérêt cumulatif	Intérêts sur obligation	Obligation (10) ans	Intérêt sur tranche	Total						
																					2029-01-01	27 431	35 431			
																					2030-01-01	27 151	36 151			
																					2031-01-01	26 836	35 836			
																					2032-01-01	26 521	35 521			
																					2033-01-01	26 206	36 206			
																					2034-01-01	25 856	35 856			
																					2035-01-01	25 506	35 506			
																					2036-01-01	25 156	36 156			
																					2037-01-01	24 771	35 771			
																					2038-01-01	24 386	36 386			
																					2039-01-01	27 390	39 390			
																					2040-01-01	26 910	39 910			
																					2041-01-01	26 390	39 390			
																					2042-01-01	25 870	39 870			
																					2043-01-01	25 310	39 310			
																					2044-01-01	24 750	39 750			
																					2045-01-01	24 150	39 150			
																					2046-01-01	23 550	39 550			
																					2047-01-01	22 910	39 910			
																					2048-01-01	22 230	39 230			
																					2049-01-01	21 550	39 550			
																					2050-01-01	20 830	39 830			
																					2051-01-01	20 070	40 070			
																					2052-01-01	19 270	39 270			
																					2053-01-01	18 470	39 470			
																					2054-01-01	17 630	39 630			
																					2055-01-01	16 750	39 750			
																					2056-01-01	15 830	39 830			
																					2057-01-01	14 870	39 870			
																					2058-01-01	13 870	39 870			
																					2059-01-01	14 070	41 070			
																					2060-01-01	12 990	40 990			
																					2061-01-01	11 870	40 870			
																					2062-01-01	10 710	40 710			
																					2063-01-01	9 510	40 510			
																					2064-01-01	7 030	39 030			
																					2065-01-01	5 750	39 750			
																					2066-01-01	4 390	39 390			
																					2067-01-01	2 990	39 990			
																					2068-01-01	1 510	39 260			
320 750	4 800	14 800	64 150	-	-	78 950	206 750	5 800	17 800	41 350	-	-	59 150	-	7 030	21 670	-	-	-	21 670	769 243	1 552 993				