

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS  
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DÉCOULANT  
DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01 POUR UN BLOC DE  
1500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE.....</b>	<b>5</b>
<b>2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT.....</b>	<b>6</b>
<b>3. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>9</b>
3.1. Pénalité pour retard relatif au début des livraisons.....	9
3.2. Dommages en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle .....	9
3.3. Dommages en cas de révision de l'énergie contractuelle .....	9
3.4. Dommages en cas de résiliation .....	10
<b>4. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS .....</b>	<b>10</b>
<b>5. RISQUES RÉSIDUELS.....</b>	<b>11</b>
5.1. Pénalités relatives au contenu québécois garanti .....	11
5.2. Garantie de démantèlement .....	11
<b>6. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES .....</b>	<b>12</b>
6.1. Étape 1 : Exigences minimales.....	12
6.2. Étape 2 : Classement des soumissions.....	13
6.3. Étape 3 : Choix de la combinaison optimale .....	14
6.4. Compétitivité des offres.....	15
<b>7. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES .....</b>	<b>16</b>
<b>8. SUIVIS PROPOSÉS .....</b>	<b>16</b>
<b>ANNEXE TECHNIQUE N° 1 : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES APPELS D'OFFRES .....</b>	<b>19</b>
<b>ANNEXE TECHNIQUE N° 2 : RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2 POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01... ..</b>	<b>21</b>
<b>ANNEXE TECHNIQUE N° 3 : SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01.....</b>	<b>23</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Projets de parcs éoliens retenus et leur contribution au bloc d'énergie.....	7
Tableau 2 Modifications à certaines dispositions des Contrats.....	8
Tableau 3 Projets avec engagements de contenu québécois garanti .....	11
Tableau 4 Critères d'évaluation des soumissions de l'appel d'offres A/O 2023-01 .....	14
Tableau 5 Combinaison retenue pour l'appel d'offres A/O 2023-01 .....	15



## 1. CONTEXTE

1 Le 31 mars 2023, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité  
2 (le « Distributeur ») a lancé l'appel d'offres A/O 2023-01 visant l'achat d'un bloc d'énergie  
3 éolienne d'une capacité visée de 1500 MW raccordés au réseau d'Hydro-Québec, afin de  
4 satisfaire les besoins en électricité à long terme des marchés québécois (l'« Appel d'offres »).

5 L'Appel d'offres a été lancé conformément au règlement adopté par le gouvernement du  
6 Québec (le « Gouvernement ») avec le [Décret no 285-2023](#) édictant le *Règlement sur un bloc*  
7 *de 1500 mégawatts d'énergie éolienne* (le « Règlement »). Le Règlement prévoyait l'obligation  
8 pour le Distributeur de lancer l'appel d'offres au plus tard le 31 mars 2023.

9 Les modalités de l'Appel d'offres découlent notamment du [Décret no 214-2023](#) *Concernant les*  
10 *préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie*  
11 *à l'égard d'un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne* (collectivement avec le Règlement,  
12 les « Décrets »), lesquelles ont été approuvées par la Régie de l'énergie (la « Régie ») dans  
13 sa décision D-2023-062<sup>1</sup>.

14 La Procédure d'appel d'offres et d'octroi approuvée par la Régie dans sa décision D-2001-191<sup>2</sup>  
15 a été appliquée avec le soutien de la firme Raymond Chabot Grant Thornton & Cie à titre de  
16 représentant officiel (le « Représentant officiel »), comme en fait foi son *Rapport sur la*  
17 *conformité du processus d'appel d'offres d'Hydro-Québec* déposé à la pièce  
18 HQD-2, document 1. En plus de s'assurer de la conformité du processus, le Représentant  
19 officiel a agi en tant qu'intermédiaire dans les communications entre le Distributeur et les  
20 soumissionnaires.

21 **Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les huit (8) contrats découlant de**  
22 **l'Appel d'offres (les « Contrats »), conformément aux exigences du *Règlement sur les***  
23 ***conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le***  
24 ***distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.***

---

<sup>1</sup> Dossier R-4210-2022, phase 3, pièce [A-0047](#).

<sup>2</sup> Dossier R-3462-2001.

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

1 Le Règlement prévoit un bloc d'énergie éolienne d'une capacité visée de 1 500 mégawatts de  
2 puissance installée devant être raccordé au réseau principal d'Hydro-Québec.

3 Au total, 16 soumissions ont été reçues. Une soumission comporte une offre principale et peut  
4 inclure, en plus de l'offre principale, jusqu'à deux (2) variantes. Elle peut également être offerte  
5 pour un maximum de trois (3) dates garanties de début des livraisons (« DGDG »), soit le  
6 1<sup>er</sup> décembre 2027, le 1<sup>er</sup> décembre 2028 ou le 1<sup>er</sup> décembre 2029.

7 Les 16 soumissions reçues ont été acceptées à l'ouverture et la puissance contractuelle offerte  
8 pour l'ensemble des offres principales à l'année 2029 totalisait 3 034,60 MW. Aucune  
9 soumission n'a fait l'objet d'un rejet à l'ouverture ou d'un rejet automatique, de sorte que 16  
10 soumissions représentant 69 offres-années (incluant les offres principales, les offres en  
11 variantes aux offres principales et les DGDG offertes pour chacune de ces offres) ont été  
12 retenues pour analyse aux fins du processus de sélection des soumissions. Le terme  
13 « offre-année » est utilisé de façon générique et il peut s'agir d'une offre principale ou d'une  
14 variante.

15 Au terme du processus de sélection, le Distributeur a retenu huit (8) projets de parcs éoliens  
16 proposés par cinq (5) promoteurs différents. Ces projets et leur contribution sont présentés au  
17 tableau 1. Chaque projet fait l'objet d'un contrat spécifique présenté aux  
18 pièces HQD-3, documents 1 à 8.

**TABLEAU 1**  
**PROJETS DE PARCS ÉOLIENS RETENUS ET LEUR CONTRIBUTION AU BLOC D'ÉNERGIE**

Nom du promoteur	Constituant(s) du milieu local	Projet	DGDL	Puissance contractuelle (MW)	Énergie contractuelle (GWh/an)
Boralex Inc.	• MRC d'Arthabaska	Arthabaska	1 <sup>er</sup> décembre 2029	265,20	605 199
Boralex Inc.	• Coopérative Régionale d'Électricité de St-Jean-Baptiste-de-Rouville	Monnoir	1 <sup>er</sup> décembre 2027	100	272 006
Innergex inc.	• Conseil de bande des Abénakis d'Odanak • Conseil de bande des Abénakis de Wôlinak • MRC de Lotbinière	Lotbinière Ndakina	1 <sup>er</sup> décembre 2028	100	306 425
Innergex Inc.	• Conseil de bande des Innus de Pessamit • MRC de Manicouagan	Peshu Napeu	1 <sup>er</sup> décembre 2029	300	927 105
Invenergy LLC	• Alliance de l'énergie de l'Est	Pohénégamook - Picard - Saint-Antonin - Wolastokuk 2	1 <sup>er</sup> décembre 2029	291,40	849 659
Kruger Énergie S.E.C.	• Conseil de bande des Mohawks de Kahnawà:ke • MRC Jardins-de-Napierville	Les Jardins	1 <sup>er</sup> décembre 2028	147	394 529
Kruger Énergie S.E.C.	• Alliance de l'énergie de l'Est	Saint-Paul-de-Montminy	1 <sup>er</sup> décembre 2027	196	675 801
Pattern Renewables 2 LP	• Conseil de bande des Abénakis d'Odanak • Conseil de bande des Abénakis de Wôlinak • MRC des Appalaches • MRC de L'Érable	Broughton	1 <sup>er</sup> décembre 2029	150	462 878
<b>TOTAL</b>				<b>1 549,60</b>	<b>4 493 602</b>

1 Les projets retenus au terme du processus de sélection de l'Appel d'offres totalisent une  
 2 puissance installée de 1 549,60 MW, conformément au Règlement. Ces projets auront une  
 3 contribution annuelle en énergie de 4,49 TWh.

4 Dans le cadre de la préparation des Contrats, le Distributeur a accepté les demandes de  
 5 changement ci-après :

- 6 1. **Parc éolien Lotbinière Ndakina** – Demande de changement de nom du projet  
 7 initialement nommé « Parc éolien MRC Lotbinière ». Le plan du site est exactement le  
 8 même que ce qui a été présenté à la soumission.
- 9 2. **Parc éolien Peshu Napeu** – Demande de changement de nom du projet initialement  
 10 nommé « Parc éolien Manicouagan ». Le plan du site est exactement le même que ce  
 11 qui a été présenté à la soumission.

12 Par ailleurs, le Distributeur a également procédé à deux (2) modifications aux dispositions des  
 13 Contrats par rapport au contrat-type fourni aux documents d'appel d'offres, tel qu'apparaissant  
 14 au tableau 2. D'autres modifications marginales ont été apportées notamment sous la forme  
 15 de reformulations ou d'ajustements terminologiques, dans le but de clarifier le sens des  
 16 dispositions contractuelles, mais sans le modifier.

**TABLEAU 2**  
**MODIFICATIONS À CERTAINES DISPOSITIONS DES CONTRATS**

Article	Modification	Justification
Article 9.5 ou 9.6 Support financier à la production d'énergie renouvelable	Ajout au 1 <sup>er</sup> alinéa de la phrase : « Pour plus de certitude, <i>support financier</i> inclut toute forme d'aide, de soutien ou d'avantage pécuniaire, de quelque nature ou forme que ce soit, reçu de ou accordé par une instance gouvernementale ou paragouvernementale, soit, notamment, une subvention, un crédit d'impôt, un montant reçu en vertu d'un programme, en lien avec l'énergie renouvelable. »	Préciser que le Distributeur considère les crédits d'impôt pour l'énergie propre proposés par le Canada comme étant inclus dans les supports financiers à la production d'énergie renouvelable.
Article 10.2.1 Exigences générales	Ajout du 2 <sup>e</sup> paragraphe contenant le texte suivant : « Nonobstant ce qui précède, si pendant la durée du contrat, l'une ou l'autre des franchises n'est plus commercialement disponible sur le marché, le <b>Fournisseur</b> doit obtenir une preuve écrite signée par un représentant autorisé de l'assureur ou par un mandataire dûment autorisé de l'assureur (ou de chacun des assureurs, le cas échéant) attestant de cette indisponibilité en indiquant le ou les produits d'assurances visés par cette indisponibilité. Sur présentation de cette preuve écrite, le <b>Distributeur</b> établira la nouvelle franchise applicable. »	Accorder plus de flexibilité aux fournisseurs advenant le cas où le produit d'assurance demandé par le Distributeur n'est plus disponible sur le marché.



### 3. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS

1 Cette section présente un sommaire des pénalités et dommages, de même que les droits de  
2 résiliation prévus aux Contrats. Ces dispositions protègent le Distributeur en cas de défaut  
3 d'un fournisseur. L'ensemble des protections prévues aux Contrats en faveur du Distributeur  
4 constitue, pour les fournisseurs, de forts incitatifs à respecter leurs engagements.

#### 3.1. Pénalité pour retard relatif au début des livraisons

5 Les fournisseurs doivent assumer le risque associé à la réalisation de leur projet. Il leur  
6 incombe notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les  
7 permis requis à cet égard. Les Contrats nécessitent la construction de nouveaux parcs éoliens  
8 dont les étapes critiques de réalisation sont sujettes à des dates butoirs définies à l'article  
9 « Échéancier ». Les promoteurs qui ne respecteraient pas les dates butoirs s'exposent aux  
10 conséquences prévues à l'article « Résiliation pour un défaut antérieur à la *date de début des*  
11 *livraisons* » des Contrats.

12 Si les fournisseurs ne sont pas en mesure de respecter la DGD<sub>L</sub> prévue à leur contrat, ils  
13 s'exposent à une pénalité quotidienne équivalant à 80 \$/MW multiplié par la puissance  
14 contractuelle, jusqu'à l'atteinte d'un montant maximum de 30 000\$/MW multiplié par la  
15 puissance contractuelle du parc éolien. L'indexation du prix est également suspendue pendant  
16 la période de retard.

#### 3.2. Dommages en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle

17 Les Contrats prévoient qu'au troisième (3<sup>e</sup>) anniversaire de la date de début des livraisons  
18 (la « DDL »), les fournisseurs doivent être en mesure de livrer l'énergie contractuelle, à défaut  
19 de quoi ils s'exposent à payer des dommages au Distributeur. Les dommages sont établis en  
20 fonction de la moyenne des écarts observés entre, d'une part, les prix de marché et, d'autre  
21 part, le prix de l'énergie prévu au contrat. Cet écart ne peut être inférieur à 2\$/MWh. Les  
22 quantités déficitaires sont établies en utilisant une moyenne mobile de l'énergie contractuelle  
23 des trois (3) années contractuelles précédentes.

#### 3.3. Dommages en cas de révision de l'énergie contractuelle

24 Les Contrats prévoient l'éventualité où les fournisseurs seraient dans l'incapacité de livrer  
25 l'énergie contractuelle, en leur permettant de réviser celle-ci à la baisse de façon permanente.  
26 Des dommages selon une formule définie aux Contrats sont alors payés par le fournisseur sur  
27 la base de la différence entre les quantités contractuelles originales et celles révisées. Cette  
28 procédure s'applique à chaque fois qu'il y a une révision permanente de l'énergie contractuelle.

### 3.4. Dommages en cas de résiliation

1 Les Contrats prévoient des dommages advenant la résiliation du contrat pour un défaut  
2 antérieur ou postérieur à la DDL. Pour un défaut antérieur à la DDL, le montant des dommages  
3 est établi selon les conditions suivantes :

- 4 • Plus de dix-huit (18) mois avant la DGDL, des dommages équivalant au montant de  
5 15 000 \$ par MW de puissance contractuelle doivent être payés au Distributeur par le  
6 fournisseur en défaut ;
- 7 • Dix-huit (18) mois ou moins avant la DGDL, des dommages équivalant au montant de  
8 30 000 \$ par MW de puissance contractuelle doivent être payés au Distributeur par le  
9 fournisseur en défaut.

10 Advenant la résiliation du contrat pour un défaut postérieur à la DDL, le montant des  
11 dommages est établi selon les conditions suivantes :

- 12 • Plus de dix (10) années avant la fin du contrat, des dommages équivalant au montant  
13 de 30 000 \$ par MW de puissance contractuelle doivent être payés au Distributeur par  
14 le fournisseur en défaut ;
- 15 • Dix (10) années ou moins avant la fin du contrat, des dommages équivalant au montant  
16 de 70 000 \$ par MW de puissance contractuelle doivent être payés au Distributeur par  
17 le fournisseur en défaut ;
- 18 • À l'un de ces montants sera appliqué un facteur tenant compte de la différence entre  
19 l'énergie contractuelle en vigueur au moment de la résiliation et celle en vigueur lors  
20 de la DDL.

## 4. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS

21 Pour garantir le paiement des dommages et des pénalités en cas de défaut de respecter ses  
22 obligations contractuelles le Distributeur exige que chaque fournisseur dépose les garanties  
23 financières suivantes :

- 24 • Pour la période antérieure à la DDL, les Contrats prévoient le dépôt d'une garantie de  
25 début des livraisons :
  - 26 ○ Un montant de 15 000 \$ par MW de puissance contractuelle, à déposer dès la  
27 signature du contrat, et ;
  - 28 ○ Un montant additionnel de 15 000 \$ par MW de puissance contractuelle, à  
29 déposer dix-huit (18) mois avant la date garantie de début des livraisons.
- 30 • Pour la période postérieure à la DDL, les Contrats prévoient le dépôt d'une garantie  
31 d'exploitation :
  - 32 ○ *Jusqu'à dix (10) ans avant l'échéance du contrat* - Maintien du montant de la  
33 garantie de début des livraisons à 30 000 \$ par MW de puissance contractuelle,  
34 et ;

- 1                   ○ *Dix (10) ans avant l'échéance du contrat* – Augmentation du montant de la
- 2                   garantie de début des livraisons de 40 000 \$ par MW de puissance
- 3                   contractuelle pour atteindre un total en garantie de 70 000 \$ par MW de
- 4                   puissance contractuelle.

5 Chaque fournisseur a également l'obligation de renflouer les garanties lorsque le Distributeur  
6 les exerce en totalité ou en partie. Les garanties à être fournies par chaque fournisseur peuvent  
7 prendre la forme d'une lettre de crédit irrévocable et inconditionnelle ou d'une convention de  
8 cautionnement en vertu de laquelle la caution renonce au bénéfice de discussion et de division.

**5. RISQUES RÉSIDUELS**

**5.1. Pénalités relatives au contenu québécois garanti**

9 Parmi les projets retenus, cinq (5) contiennent des engagements relatifs au contenu québécois  
10 garanti (« CQG »). Ces projets sont énumérés au tableau 3. En vertu de leurs contrats, ces  
11 fournisseurs devront soumettre au Distributeur un rapport relatif au contenu québécois atteint.  
12 Advenant le cas où le rapport indique un pourcentage de contenu québécois inférieur au CQG,  
13 les pénalités prévues à l'article 12.2 de ces contrats s'appliqueront.

**TABLEAU 3**  
**PROJETS AVEC ENGAGEMENTS DE CONTENU QUÉBÉCOIS GARANTI**

Projet	Niveau d'engagement (%)
Parc éolien Broughton	30,1
Parc éolien Les Jardins	54,8
Parc éolien Peshu Napeu	54,0
Parc éolien Lotbinière Ndakina	51,0
Parc éolien Saint-Paul-de-Montminy	60,1

**5.2. Garantie de démantèlement**

14 En vertu des Contrats, les fournisseurs s'engagent à respecter les lois, règlements et  
15 encadrements applicables au démantèlement de leur parc éolien ainsi que toute exigence en  
16 la matière prévue dans les droits, permis et autorisations obtenues.

17 Chaque fournisseur s'engage, à ses frais, à initier le démantèlement du parc éolien dans les  
18 douze (12) mois suivant l'échéance du contrat, à moins d'une entente à l'effet contraire avec  
19 le Distributeur, et, le cas échéant, l'autorité compétente, laquelle entente devra assurer sans  
20 réserve le démantèlement du parc éolien dès la fin de son exploitation commerciale.

1 Afin d'établir le montant de la garantie de démantèlement, les fournisseurs doivent, au plus  
2 tard cinq (5) années avant l'échéance du contrat, transmettre au Distributeur un rapport  
3 détaillant le plan et les coûts nets de démantèlement du parc éolien. Ce rapport, préparé par  
4 la firme de génie-conseil du prêteur ou, à défaut, par une firme de génie-conseil indépendante  
5 choisie par le fournisseur et préalablement approuvée par le Distributeur, peut être audité par  
6 le Distributeur qui pourrait contrôler la conformité, la raisonnable et la justesse dudit rapport.  
7 Les obligations des fournisseurs, incluant celles relatives à la Garantie de démantèlement,  
8 survivent à l'échéance du contrat jusqu'à la parfaite exécution du démantèlement.

## 6. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES

9 Le processus de sélection des offres menant au choix de la combinaison comportant le prix le  
10 plus bas pour la quantité recherchée (le « Processus ») comprend trois (3) étapes, lesquelles  
11 sont décrites dans les sous-sections suivantes.

### 6.1. Étape 1 : Exigences minimales

12 La première étape du Processus (« Étape 1 ») est constituée d'une série d'exigences  
13 minimales qu'une offre se doit de respecter afin de faire l'objet d'une évaluation dans les étapes  
14 ultérieures. À cette étape du Processus, chaque offre-année a été vérifiée pour s'assurer que  
15 les sept (7) exigences minimales suivantes étaient respectées :

- 16 • Localisation et droits sur le site : Au moment du dépôt de sa soumission, le  
17 soumissionnaire devait avoir identifié un site situé au Québec et pouvant être raccordé  
18 au réseau intégré d'Hydro-Québec dans l'une des Zones admissibles identifiées au  
19 Document d'appel d'offres. Le soumissionnaire devait aussi démontrer la conformité  
20 du site avec les lois et règlements applicables en matière d'aménagement et  
21 d'urbanisme. Il devait démontrer qu'il avait obtenu ou qu'il avait entrepris d'obtenir les  
22 droits sur l'ensemble des terrains composant le site du projet visé. À cet égard, s'il  
23 s'agissait de terrains privés n'appartenant pas au soumissionnaire, le soumissionnaire  
24 devait détenir au minimum des lettres d'intention ou des contrats d'octroi d'option  
25 valides pour au moins 30 % des unités d'évaluation sur lesquelles seraient situées les  
26 infrastructures du parc éolien; s'il s'agissait de terres du domaine de l'État, le  
27 soumissionnaire devait soumettre une preuve comme une lettre d'intention du  
28 Gouvernement portant sur la totalité des terrains visés ;
- 29 • Expérience du soumissionnaire : le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées devaient  
30 avoir une expérience dans le développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet  
31 de production d'électricité de nature similaire à celui proposé sur une base  
32 commerciale ;

- 1 • Délais de raccordement et intégration du parc éolien : tous les travaux d'intégration  
2 requis pour assurer un raccordement ferme au réseau d'Hydro-Québec du parc éolien  
3 proposé par le soumissionnaire devaient pouvoir être complétés à temps pour  
4 respecter la mise sous tension initiale proposée par le soumissionnaire ainsi que la  
5 DGDL proposée par le soumissionnaire ;
- 6 • Appui du Milieu local : le soumissionnaire devait démontrer que son projet est appuyé  
7 par le Milieu local (ou les Milieux locaux) qui administre(nt) le territoire où sera implanté  
8 le parc éolien. Une copie certifiée conforme d'une résolution appuyant le projet en  
9 provenance de chaque Milieu local était demandée. Cependant, l'appui du Milieu local  
10 pouvait prendre la forme d'un « appui de principe »; les parties n'ayant pas à convenir  
11 de l'ensemble des modalités d'appui pour le dépôt des soumissions ;
- 12 • Paiements fermes versés à la Collectivité locale : le soumissionnaire devait démontrer  
13 son engagement à verser à la Collectivité locale qui administre le territoire où sera  
14 implanté le parc éolien, la somme annuelle indexée de 6 227 \$ par MW installé sur le  
15 territoire de ladite collectivité locale ;
- 16 • Durée du contrat : le soumissionnaire devait démontrer que son projet assure un  
17 approvisionnement à long terme d'une durée ne pouvant être inférieure à 20 ans ou  
18 supérieure à 30 ans ;
- 19 • Date garantie de début des livraisons : le soumissionnaire devait s'engager à débiter  
20 les livraisons soit le 1<sup>er</sup> décembre 2027, le 1<sup>er</sup> décembre 2028 ou le 1<sup>er</sup> décembre 2029.  
21 Advenant le cas où le soumissionnaire proposait plusieurs de ces dates admissibles,  
22 le Distributeur choisissait la DGDL applicable au contrat d'approvisionnement en  
23 électricité.

24 En résumé pour l'évaluation de l'étape 1, sur les 69 offres-années figurant dans les 16  
25 soumissions déposées, 22 offres-années ont été rejetées pour non-conformité aux exigences  
26 minimales, soit :

- 27 - 13 offres-années pour le critère *Délais du raccordement et intégration du parc éolien* ; et  
28 - 9 offres-années pour le critère *Localisation et droits sur le site*.

## 6.2. Étape 2 : Classement des soumissions

29 La deuxième étape du Processus (« Étape 2 ») consiste à évaluer chaque offre  
30 individuellement selon les critères d'évaluation présentés au tableau 4 afin d'établir un  
31 classement des meilleures offres susceptibles de combler le besoin du Distributeur. Cet  
32 exercice doit néanmoins permettre de retenir un nombre d'offres-années suffisant pour  
33 combler la quantité recherchée à des prix compétitifs. À cette étape du Processus, 47  
34 offres-années conformes ont été évaluées.

**TABLEAU 4**  
**CRITÈRES D'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01**

Critères	Pondération
Coût de l'électricité	60
Contenu québécois (CQ) basé sur les dépenses globales du parc éolien	12
Développement durable	18
Capacité financière	2
Faisabilité du projet	6
Expérience pertinente	2
<b>Total</b>	<b>100</b>

1 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision de la Régie D-2023-062<sup>3</sup>. Les  
2 résultats de l'évaluation sont présentés à l'Annexe technique n° 2.

3 Au terme de l'évaluation effectuée à l'Étape 2, une seule des 47 offres-années analysées n'a  
4 pas été retenue pour passer à la prochaine étape.

### 6.3. Étape 3 : Choix de la combinaison optimale

5 À la troisième étape du Processus (« Étape 3 »), et à partir des soumissions retenues à  
6 l'Étape 2, le Distributeur constitue les différentes combinaisons de soumissions susceptibles  
7 de combler la quantité recherchée.

8 Une évaluation du coût de chacune de ces combinaisons est établie afin d'identifier celles qui  
9 pourraient constituer la meilleure solution sur la base du coût unitaire actualisé exprimé en  
10 dollars par mégawattheure (\$/MWh), en incluant les pertes, le plafonnement et les coûts de  
11 transport et en tenant compte, notamment, des impacts croisés des différentes soumissions  
12 composant une combinaison. Un modèle d'évaluation a été développé afin de tenir compte  
13 des besoins et les contraintes, expliqués ci-après, dans la formation des combinaisons. Le  
14 modèle tient compte des contraintes suivantes :

- 15 • les quantités annuelles de puissance recherchées doivent être comprises entre un  
16 minimum et un maximum ;
- 17 • les quantités de puissance recherchées respectent les puissances maximales par zone  
18 admissible, par niveau de tension et par le raccordement à des actifs spécifiques qui  
19 sont énoncés dans le document d'appel d'offres ;
- 20 • les variantes d'une même soumission sont mutuellement exclusives ;
- 21 • les sites géographiques des projets soumissionnés sont mutuellement exclusifs, c'est-  
22 à-dire qu'il n'est pas possible de retenir deux offres dont les sites se chevauchent en  
23 totalité ou en partie.

<sup>3</sup> Dossier R-4210-2022, phase 3, pièce [A-0047](#).

1 L'analyse a révélé que la combinaison présentée au tableau 5 ci-après constituait la solution  
 2 optimale permettant d'atteindre le coût unitaire global d'approvisionnement le plus bas et en  
 3 conformité aux exigences minimales de l'Appel d'offres. La combinaison comporte huit (8)  
 4 projets pour un total de 1549,6 MW de capacité éolienne installée et 4,49 TWh d'énergie  
 5 annuelle et son coût s'élève à 88,4948 \$/MWh (\$ 2023). Plus de détails sont fournis à l'Annexe  
 6 technique n 3.

**TABLEAU 5**  
**COMBINAISON RETENUE POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01**

Nom du projet	Nom du soumissionnaire	Zone admissible	Manufacturier	Puissance contractuelle, MW
Pohénégamook - Picard - Saint-Antoine - Wolastokuk 2	Énergies Renouvelables Invenenergy Canada ULC	Rivière-du-loup	Vestas	291,4
Parc éolien Lotbinière Ndakina	Innergex énergie renouvelable inc.	Chaudière	Nordex	100,0
Parc éolien Broughton	Pattern Renewable Holdings Canada 3 OLC	Appalaches	Vestas-Canadian Wind Technology, Inc	150,0
Parc éolien de Saint-Paul-de-Montminy	Kruger Énergie S.E.C	Montmagny	Nordex USA, inc.	196,0
Projet éolien Monnoir	Boralex Développement Canada inc.	Montérégie (Saint-Césaire)	Nordex	100,0
Parc éolien Peshu Napeu	Innergex énergie renouvelable inc.	Outardes	Nordex	300,0
Parc éolien Les Jardins	Kruger Énergie Les Jardins S.E.C.	Montérégie (Hemmingford)	Nordex USA, inc.	147,0
Projet éolien Arthabaska	Boralex Développement Canada Inc.	Nicolet	Nordex	265,2
			Puissance cumulative attribuée, MW	1549,6
			Puissance cumulative recherchée, MW	1500,0
			Proportion attribuée vs recherchée, %	103,3%

  

Coût unitaire de la combinaison	Coût unitaire (\$2023 / MWh)
Coût unitaire de la fourniture seulement	77,6430
Coût unitaire de transport, des pertes et du plafonnement (excluant le coût du service d'équilibrage)	10,8518
Coût unitaire intégrant les pertes, le plafonnement et les coûts d'intégration de transport, mais excluant le coût du service d'équilibrage	<u>88,4948</u>

**6.4. Compétitivité des offres**

7 Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2023-01, le Distributeur s'est appuyé sur les services de  
 8 la firme Merrimack Energy Group Inc. (« Merrimack ») pour une évaluation de la compétitivité  
 9 des offres de la combinaison retenue. Merrimack a réalisé un balisage des prix de marché  
 10 dans le Nord-Est américain pour lesquels l'électricité provient de sources renouvelables,  
 11 principalement éolienne, et une comparaison des prix des offres retenues avec les prix des  
 12 principaux produits comparables. Ces deux rapports confirment que les coûts unitaires de la  
 13 majorité des soumissions sélectionnées ainsi que de la combinaison retenue dans le cadre de  
 14 cet appel d'offres sont majoritairement inférieurs au prix de référence. En considérant les coûts  
 15 associés à l'intégration des parcs éoliens au réseau de transport, le Distributeur a été rassuré  
 16 quant au fait que les offres retenues présentent des coûts compétitifs par rapport au marché.  
 17 Les deux rapports de Merrimack sont présentés aux pièces HQD-4, documents 1 et 2.

## 7. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES

1 Les Contrats rencontrent les caractéristiques des contrats de long terme présentées au Plan  
2 d'approvisionnement 2023-2032. Ainsi, les Contrats prévoient des DGDL, des quantités  
3 minimales d'énergie à livrer et le paiement de pénalités ou de dommages en cas de non-  
4 respect des engagements contractuels ou de résiliation du contrat. Le Distributeur s'assure  
5 qu'il pourra toujours réclamer ces montants en exigeant de ses fournisseurs le dépôt de  
6 garanties de début des livraisons et d'exploitation. De plus, le Distributeur évalue constamment  
7 le risque relatif au défaut des contreparties avec lesquelles il transige. Ainsi, en cas de  
8 non-respect des engagements pris par les fournisseurs, le risque du Distributeur correspond  
9 principalement à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur marchande de  
10 remplacement.

## 8. SUIVIS PROPOSÉS

11 Avant le début des livraisons, le Distributeur avisera la Régie du respect des étapes critiques  
12 inscrites aux Contrats. Après le début des livraisons, le Distributeur présentera, conformément  
13 à l'article 75.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, un suivi indiquant pour chacun des Contrats,  
14 sur une base mensuelle, les quantités d'énergie contractuelle, d'énergie rendue disponible et  
15 d'énergie livrée, le détail des montants facturés pour l'énergie et, le cas échéant, les  
16 dommages liquidés et pénalités, avec les explications et justifications pertinentes.



## **ANNEXES TECHNIQUES**



## ANNEXE TECHNIQUE N° 1 :

### PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES APPELS D'OFFRES

<b>Taux d'actualisation (note 1)</b>		
Nominal	Réel	IPC Long terme
5,934%	3,857%	2,00%

<b>IPC Canada (note2)</b>	<b>Taux de change (note 3)</b>
---------------------------	--------------------------------

Année/ Mois	janv.	févr.	mars	avr.	mai	juin	juil.	août	sept.	oct.	nov.	déc.	\$CA/\$US
2023	153,9	154,5	155,3	156,4	157,0	157,2	158,1	158,4	158,6	158,5	158,7	158,9	1,3470
2024	159,3	159,8	160,1	160,6	160,9	161,2	161,3	161,5	161,6	161,5	161,7	162,0	1,3000
2025	162,6	163,0	163,5	164,0	164,3	164,5	164,6	164,7	164,8	164,7	165,0	165,4	1,3000
2026	165,9	166,3	166,7	167,2	167,5	167,7	167,8	167,9	168,0	168,0	168,3	168,6	1,3000
2027	169,2	169,6	170,0	170,5	170,8	171,2	171,2	171,4	171,5	171,4	171,7	172,0	1,3000
2028	172,6	173,0	173,5	174,1	174,4	174,7	174,8	174,9	175,1	175,0	175,2	175,5	1,3000
2029	176,0	176,5	177,0	177,5	177,8	178,1	178,2	178,3	178,4	178,4	178,6	178,9	1,3000
2030	179,5	180,1	180,5	181,0	181,4	181,6	181,7	181,9	182,0	181,9	182,1	182,6	1,3000
2031	182,9	183,2	183,5	183,8	184,1	184,4	184,7	185,0	185,3	185,6	185,9	186,2	1,3000
2032	186,5	186,8	187,1	187,4	187,7	188,1	188,4	188,7	189,0	189,3	189,6	189,9	1,3000
2033	190,2	190,6	190,9	191,2	191,5	191,8	192,1	192,5	192,8	193,1	193,4	193,7	1,3000
2034	194,0	194,4	194,7	195,0	195,3	195,7	196,0	196,3	196,6	197,0	197,3	197,6	1,3000
2035	197,9	198,3	198,6	198,9	199,2	199,6	199,9	200,2	200,6	200,9	201,2	201,6	1,3000
2036	201,9	202,2	202,6	202,9	203,2	203,6	203,9	204,2	204,6	204,9	205,2	205,6	1,3000
2037	205,9	206,3	206,6	206,9	207,3	207,6	208,0	208,3	208,7	209,0	209,4	209,7	1,3000
2038	210,0	210,4	210,7	211,1	211,4	211,8	212,1	212,5	212,8	213,2	213,5	213,9	1,3000
2039	214,2	214,6	215,0	215,3	215,7	216,0	216,4	216,7	217,1	217,5	217,8	218,2	1,3000
2040	218,5	218,9	219,3	219,6	220,0	220,3	220,7	221,1	221,4	221,8	222,2	222,5	1,3000
2041	222,9	223,3	223,6	224,0	224,4	224,7	225,1	225,5	225,9	226,2	226,6	227,0	1,3000
2042	227,4	227,7	228,1	228,5	228,9	229,2	229,6	230,0	230,4	230,8	231,1	231,5	1,3000
2043	231,9	232,3	232,7	233,1	233,4	233,8	234,2	234,6	235,0	235,4	235,8	236,2	1,3000
2044	236,5	236,9	237,3	237,7	238,1	238,5	238,9	239,3	239,7	240,1	240,5	240,9	1,3000
2045	241,3	241,7	242,1	242,5	242,9	243,3	243,7	244,1	244,5	244,9	245,3	245,7	1,3000
2046	246,1	246,5	246,9	247,3	247,7	248,1	248,5	249,0	249,4	249,8	250,2	250,6	1,3000
2047	251,0	251,4	251,9	252,3	252,7	253,1	253,5	253,9	254,4	254,8	255,2	255,6	1,3000
2048	256,0	256,5	256,9	257,3	257,7	258,2	258,6	259,0	259,4	259,9	260,3	260,7	1,3000
2049	261,2	261,6	262,0	262,5	262,9	263,3	263,8	264,2	264,6	265,1	265,5	265,9	1,3000
2050	266,4	266,8	267,3	267,7	268,2	268,6	269,0	269,5	269,9	270,4	270,8	271,3	1,3000
2051	271,7	272,2	272,6	273,1	273,5	274,0	274,4	274,9	275,3	275,8	276,2	276,7	1,3000
2052	277,1	277,6	278,1	278,5	279,0	279,4	279,9	280,4	280,8	281,3	281,8	282,2	1,3000
2053	282,7	283,2	283,6	284,1	284,6	285,0	285,5	286,0	286,4	286,9	287,4	287,9	1,3000
2054	288,3	288,8	289,3	289,8	290,3	290,7	291,2	291,7	292,2	292,7	293,1	293,6	1,3000
2055	294,1	294,6	295,1	295,6	296,1	296,5	297,0	297,5	298,0	298,5	299,0	299,5	1,3000
2056	300,0	300,5	301,0	301,5	302,0	302,5	303,0	303,5	304,0	304,5	305,0	305,5	1,3000
2057	306,0	306,5	307,0	307,5	308,0	308,5	309,0	309,5	310,1	310,6	311,1	311,6	1,3000
2058	312,1	312,6	313,1	313,7	314,2	314,7	315,2	315,7	316,3	316,8	317,3	317,8	1,3000
2059	318,4	318,9	319,4	319,9	320,5	321,0	321,5	322,1	322,6	323,1	323,7	324,2	1,3000

**Note 1 :** Taux d'actualisation approuvé par le conseil d'administration à l'été 2023

**Note 2 :** Statistiques Canada, Tableau 18-10-0004-01 (2002=100) Indice des prix à la consommation mensuel non désaisonnalisé

Les prévisions des variations mensuelles du Ministère des Finances du Québec (août 2023) sont appliquées à l'IPC Canada

**Note 3 :** Direction - Planification financière consolidée, Groupe-Direction financière - 2 octobre 2023



**ANNEXE TECHNIQUE N<sup>o</sup> 2 :**  
**RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2 POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01**

Ran g	No. de la soumission retenue	Nom du projet	Coût de l'électricité (/60)	Contenu québécois (0/12)	Dév. durable (0/-18)	Expérience pertinente (0/2)	Capacité financière (0/2)	Faisabilité (/6)	Total (/100)
1	S-009-v1-2027	Saint-Paul-de-Montminy	60,00	12	13	2	0	6	93,00
2			58,94	12	13	2	0	6	91,94
3			58,09	12	13	2	0	6	91,09
4			54,72	12	13	2	0	6	87,72
5			53,88	12	13	2	0	6	86,88
6			53,26	12	13	2	0	6	86,26
7			52,46	12	13	2	0	6	85,46
8			45,36	12	18	2	0	6	83,36
9			44,88	12	18	2	0	6	82,88
10			44,72	12	18	2	0	6	82,72
11			44,22	12	18	2	0	6	82,22
12	S-014-v2-2028	Les Jardins	45,74	8	18	2	0	6	79,74
13			45,08	8	18	2	0	6	79,08
14			57,14	4	10	2	0	5	78,14
15	S-006-op-2028	Lotbinière Ndakina	44,42	8	18	1,75	0	5	77,17
16			44,32	8	18	1,75	0	5	77,07
17			54,48	4	10	2	0	5	75,48
18			47,39	12	7	1,2	0,7	5	73,29
19			52,00	4	10	2	0	5	73,00
20			46,89	12	7	1,2	0,7	5	72,79
21	S-013-op-2029	Peshu Napeu	44,53	8	13	1,75	0	5	72,28
22			43,85	8	13	1,75	0	5	71,60
23			42,19	8	13	1,75	0	5	69,94

24	S-008-op-2029	Broughton	40,78	4	18	1,75	0	5	69,53
25			46,85	0	13	2	0	6	67,85
26			46,82	0	13	2	0	6	67,82
27	S-012-op-2027	Monnoir	46,78	0	13	2	0	6	67,78
28			34,80	8	13	2	0	6	63,8
29			38,16	4	13	2	0	6	63,16
30	S-016-op-2029	Arthabaska	42,92	0	12	2	0	6	62,92
31			42,87	0	12	2	0	6	62,87
32			33,86	8	13	2	0	6	62,86
33			37,32	4	13	2	0	6	62,32
34			33,22	8	13	2	0	6	62,22
35			42,03	0	12	2	0	6	62,03
36			42,00	0	12	2	0	6	62,00
37			34,27	4	16	2	0	5	61,27
38			41,13	0	12	2	0	6	61,13
39			33,97	4	16	2	0	5	60,97
40			33,42	4	16	2	0	5	60,42
41			33,37	4	16	2	0	5	60,37
42			40,34	0	12	2	0	6	60,34
43			33,12	4	16	2	0	5	60,12
44			32,57	4	16	2	0	5	59,57
45	S-001-op-2029	Pohénégamook - Picard - Saint-Antonin - Wolastokuk 2	36,14	0	13	2	0	6	57,14
46			33,81	0	13	2	0	6	54,81
47			22,19	0	13	2	0	6	43,19

## ANNEXE TECHNIQUE N<sup>o</sup> 3 :

### SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2023-01

#### 1. COÛT DES DIFFÉRENTES COMBINAISONS ÉVALUÉES

No de combinaison	MW	\$/MWh Étape 3	Écart versus le moindre coût (\$/MWh)
C-01b	1 549,60	88,4908	Moindre coût
C-02b	1 549,60	88,4948	Moindre coût <sup>1</sup>
C-03b	1 549,60	88,5063	0,0155
C-04b	1 549,60	88,5104	0,0196
C-05b	1 549,60	88,5196	0,0288
C-06b	1 549,60	88,5228	0,0320
C-07b	1 549,60	88,5237	0,0329
C-08b	1 549,60	88,5270	0,0362
C-09b	1 549,60	88,5352	0,0444
C-10b	1 549,60	88,5394	0,0486

<sup>1</sup> La combinaison C-02b contient les mêmes projets que la combinaison C-01b à la différence de l'offre année 2029 plutôt que 2028 pour le projet Arthabaska.