

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DÉCOULANT DES
APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT AUX APPELS D’OFFRES ET AUX BLOCS D’ÉNERGIE FIXÉS PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT	6
2.1 Appel d’offres A/O 2021-01	6
2.2 Appel d’offres A/O 2021-02	7
3. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS	8
3.1 Pénalité pour retard relatif au début des livraisons	8
3.2 Dommages en cas de défaut de livrer l’énergie contractuelle	8
3.3 Dommages en cas de révision de l’énergie contractuelle	8
3.4 Dommages en cas de résiliation.....	9
4. PÉNALITÉS PRÉVUES POUR ASSURER LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DE CONTENU RÉGIONAL ET QUÉBÉCOIS DANS L’APPEL D’OFFRES A/O 2021-02.....	9
5. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS	9
6. RISQUES RÉSIDUELS	10
7. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D’ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES.....	10
7.1 Étape 1 : Exigences minimales.....	11
7.1.1 Appel d’offres A/O 2021-01	11
7.1.2 Appel d’offres A/O 2021-02	12
7.2 Étape 2 : Classement des soumissions	13
7.2.1 Appel d’offres A/O 2021-01	13
7.2.2 Appel d’offres A/O 2021-02	14
7.3 Étape 3 : Choix de la combinaison optimale	14
7.3.1 Appel d’offres A/O 2021-01	15
7.3.2 Appel d’offres A/O 2021-02	16
8. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN SONT RESPECTÉES.....	17
ANNEXE TECHNIQUE N° 1 : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES APPELS D’OFFRES	21
ANNEXE TECHNIQUE N° 2 : RÉSULTATS DE L’ÉTAPE 2 POUR L’APPEL D’OFFRES A/O 2021-01 ...	23
ANNEXE TECHNIQUE N° 3 : RÉSULTATS DE L’ÉTAPE 2 POUR L’APPEL D’OFFRES A/O 2021-02 ...	27
ANNEXE TECHNIQUE N° 4 : SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES POUR L’APPEL D’OFFRES A/O 2021-01	29
ANNEXE TECHNIQUE N° 5 : SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES POUR L’APPEL D’OFFRES A/O 2021-02	31

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Contrats issus de l’A/O 2021-01.....	6
Tableau 2 : Contrats issus de l’A/O 2021-02.....	7
Tableau 3 Critères d’évaluation des soumissions de l’appel d’offres A/O 2021-01.....	13
Tableau 4 Critères d’évaluation des soumissions de l’appel d’offres A/O 2021-02.....	14
Tableau 5 Combinaison retenue C-01-A pour l’appel d’offres A/O 2021-01	15
Tableau 6 Combinaison retenue C-01-B pour l’appel d’offres A/O 2021-02.....	16

1. CONTEXTE

1 Le 13 décembre 2021, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
2 (le « Distributeur ») a lancé l'appel d'offre A/O 2021-01 Électricité produite à partir de sources
3 renouvelables et l'appel d'offres A/O 2021-02 Électricité produite à partir de source éolienne
4 (les « Appels d'offres »).

5 Les Appels d'offres ont été lancés conformément aux règlements édictés par le gouvernement
6 du Québec (le « Gouvernement »), plus précisément le [Décret no 1441-2021](#)¹ édictant le
7 *Règlement sur un bloc de 480 mégawatts d'énergie renouvelable* et le [Décret](#)
8 [no 1440-2021](#)² édictant le *Règlement sur un bloc de 300 mégawatts d'énergie éolienne*
9 (les « Règlements »). Les Règlements comportaient l'obligation pour le Distributeur de lancer
10 les Appel d'offres au plus tard le 31 décembre 2021.

11 Les modalités des Appels d'offres découlent notamment des Règlements et, dans le cas de
12 l'A/O 2021-02, du [Décret no 906-2021](#)³ *Concernant les préoccupations économiques,*
13 *sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan*
14 *d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec*, ainsi que du [Décret no 1442-](#)
15 [2021](#)⁴ *Concernant une modification au décret 906-2021 du 30 juin 2021 concernant les*
16 *préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie*
17 *à l'égard du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec*.

18 Les modalités des Appels d'offres ont été approuvées par la Régie de l'énergie (la « Régie »)
19 dans ses décisions [D-2021-173](#) et [D-2021-173R](#) les 23 décembre 2021 et 17 janvier 2022
20 respectivement (les « Décisions »), relativement à la Demande d'approbation des grilles de
21 pondération des critères d'évaluation des soumissions pour les appels d'offres de 480 MW
22 d'énergie renouvelable (A/O 2021-01) et de 300 MW d'énergie éolienne (A/O 2021-02) et
23 d'une clause de renouvellement aux contrats⁵.

24 **Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les cinq (5) contrats découlant de**
25 **l'appel d'offres A/O 2021-01, et les deux (2) contrats découlant de l'appel d'offres**
26 **A/O 2021-02, conformément aux exigences du Règlement sur les conditions et les cas**
27 **où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité**
28 **requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.**

¹ Publié à la Gazette officielle du Québec, le 24 novembre 2021.

² *Ibid.*

³ *Ibid.*, le 14 juillet 2021

⁴ *Ibid.*, le 24 novembre 2021.

⁵ [Dossier R-4110-2019, Phase 3](#).

2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT AUX APPELS D'OFFRES ET AUX BLOCS D'ÉNERGIE FIXÉS PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT

2.1 Appel d'offres A/O 2021-01

1 Le *Règlement sur un bloc de 480 mégawatts d'énergie renouvelable* prévoyait un bloc
2 d'énergie renouvelable d'une capacité visée de 480 mégawatts de contribution en puissance
3 et l'énergie associée doit être raccordé au réseau principal d'Hydro-Québec.

4 Au total, 15 soumissions ont été reçues. Sur les 15 soumissions reçues, 13 ont été acceptées
5 à l'ouverture et totalisaient 2 101,6 MW. Deux (2) soumissions ont fait l'objet d'un rejet à
6 l'ouverture et une (1) soumission a fait l'objet d'un rejet automatique, de sorte que 12
7 soumissions représentant 27 offres (incluant les variantes à l'offre principale) ont été retenues
8 pour analyse aux fins du processus de sélection des soumissions.

9 Après analyse et pour fins de préparation des contrats, le Distributeur a retenu quatre (4)
10 projets de parcs éoliens provenant de trois (3) soumissionnaires et un (1) projet d'Hydro-
11 Québec pour de l'énergie en provenance de son système de production.

12 Le tableau 1 présente les contrats octroyés à l'issu de l'appel d'offres A/O 2021-01.

TABLEAU 1 :
CONTRATS ISSUS DE L'A/O 2021-01

Nom du promoteur	Constituant(s) du milieu local	Contrats	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Énergie contractuelle (GWh/an)
Invenergy PPAW	Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.	Pohénégamook-Picard-St-Antonin-Wolastokuk	1 ^{er} décembre 2026	349,80	1 076,215
EDF Renewables Canada Inc.	Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.	Madawaska	1 ^{er} décembre 2026	270	832,364
EDF Renewables Canada Inc.	MRC du Granit	Haute-Chaudière	1 ^{er} décembre 2026	120	412,162
Innergex Inc.	Communautés de Gesgapegiag, de Gespeg et de Listuguj	Mesgi'g Uju's'n 2	1 ^{er} décembre 2026	102,24	350,679
Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité	n/a	Système de production HQ	1 ^{er} décembre 2026	159	1 392,840
TOTAL				1 001,04	4 064,26

1 En considérant une contribution en puissance en pointe de 40 % de la puissance contractuelle
 2 pour les contrats de source éolienne (correspondant à la garantie de puissance offerte par le
 3 contrat pour le service d'intégration éolienne), on obtient 336,8 MW, auxquels s'ajoutent les
 4 159 MW du système de production HQ. Ainsi, les projets retenus pour l'A/O 2021-01
 5 permettent de conclure des contrats d'approvisionnement de long terme et d'acquérir les
 6 quantités recherchées de 480 MW d'électricité de sources renouvelables conformément au
 7 [Décret no 1441-2021](#). De plus, l'énergie associée à ces contrats s'élève à 4,06 TWh, comme
 8 prévu au paragraphe 118 de la décision [D-2021-173](#).

2.2 Appel d'offres A/O 2021-02

9 Le *Règlement sur un bloc de 300 mégawatts d'énergie éolienne* prévoyait qu'un bloc d'énergie
 10 éolienne d'une capacité visée de 300 mégawatts doit être raccordé au réseau principal
 11 d'Hydro-Québec.

12 Au total, sur les 12 soumissions reçues, une (1) soumission a fait l'objet d'un rejet automatique,
 13 de sorte que 11 soumissions (2 103,6 MW) totalisant 31 offres (incluant les variantes à l'offre
 14 principale) ont été retenues pour analyse aux fins du processus de sélection des soumissions.

15 Après analyse et pour fins de préparation des contrats, le Distributeur a retenu deux (2) projets
 16 de parcs éoliens provenant de deux (2) soumissionnaires, présentés au tableau 2.

**TABLEAU 2 :
 CONTRATS ISSUS DE L'A/O 2021-02**

Nom du promoteur	Constituant(s) du milieu local	Contrats	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Énergie contractuelle (GWh/an)
Algonquin Power Trust	Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c.	Canton MacNider	1 ^{er} décembre 2026	122,32	380,8
EDF Renewables Canada Inc.	Alliance de l'Énergie de l'Est s.e.c.	Forêt Domaniale	1 ^{er} décembre 2026	180,0	595,085
TOTAL				302,32	975,885

17 Les projets retenus pour l'A/O 2021-02 sont d'une capacité installée de 302,32 MW,
 18 conformément au [Décret no 1442-2021](#). Ces projets auront une contribution annuelle de
 19 0,9 TWh.

20 Dans le cadre de la finalisation des contrats, le soumissionnaire du projet initialement connu
 21 sous le nom de parc éolien Saint-Damase II a demandé de :

- 22 (i) changer le nom du parc éolien pour « Canton MacNider » à la suite d'une suggestion
 23 du milieu local puisque le parc éolien est situé dans le Canton MacNider. Le plan du
 24 site est exactement le même que celui présenté dans la soumission;

1 (ii) remplacer le milieu local par l'Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c. à la suite de la
2 déclaration par la MRC de La Matapédia (« MRC ») de sa compétence en matière de
3 production d'électricité provenant de toute source d'énergie renouvelable
4 conformément au Code municipal du Québec, d'une entente intermunicipale impliquant
5 notamment la MRC (création de la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-
6 Laurent (« Régie BSL »)) et d'une alliance de la Régie BSL avec notamment la Régie
7 intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine.

8 Le Distributeur a accepté ces deux (2) demandes du soumissionnaire.

3. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS

9 Les pénalités et dommages prévus aux contrats sont les mêmes pour les Appels d'offres.

3.1 Pénalité pour retard relatif au début des livraisons

10 Les fournisseurs doivent assumer le risque associé à la réalisation de leur projet. Il leur
11 incombe notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les
12 permis requis à cet égard. Mis à part le contrat intervenu avec Hydro-Québec pour l'énergie
13 en provenance de son système de production, les six (6) autres contrats impliquent chacun la
14 construction d'un nouveau parc éolien et prévoient des dates butoirs reliées à des étapes
15 critiques de la réalisation dudit parc. Le non-respect de ces dates butoirs constitue un défaut
16 qui peut entraîner la résiliation du contrat.

17 Pour chaque jour postérieur à la date garantie de début des livraisons, le fournisseur doit payer
18 une pénalité quotidienne équivalant à 80 \$/MW multiplié par la puissance contractuelle,
19 jusqu'à l'atteinte d'un montant maximum spécifique à chaque contrat équivalant à une année
20 de retard. L'indexation du prix est également suspendue pendant la période de retard.

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

21 Après la date de début des livraisons, les fournisseurs doivent également garantir leur
22 contribution effective en énergie annuelle. Lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la
23 quantité d'énergie annuelle pour laquelle ils se sont engagés, ils doivent payer des dommages
24 au Distributeur, en fonction de la moyenne des écarts observés entre, d'une part, les prix de
25 marché et, d'autre part, le prix de l'énergie prévu au contrat. Cet écart ne peut être inférieur à
26 2\$/MWh. Les quantités déficitaires sont établies en utilisant une moyenne mobile de trois (3)
27 ans des quantités d'énergie livrées.

3.3 Dommages en cas de révision de l'énergie contractuelle

28 Dans l'éventualité où les fournisseurs sont dans l'incapacité de respecter l'énergie
29 contractuelle, les quantités aux contrats peuvent être révisées à la baisse de façon
30 permanente. Des dommages équivalant au montant de 40 000 \$ par MW de puissance
31 contractuelle sont alors payés par le fournisseur sur la base de la différence entre les quantités

1 contractuelles originales et celles révisées. Cette procédure s'applique à chaque fois qu'il y a
2 une révision permanente de l'énergie contractuelle.

3.4 Dommages en cas de résiliation

3 Advenant la résiliation du contrat pour un défaut antérieur à la date de début des livraisons,
4 soit plus de 18 mois avant la date garantie de début des livraisons, des dommages équivalant
5 au montant de 15 000 \$ par MW) de puissance contractuelle doivent être payés au Distributeur
6 par le fournisseur en défaut. Si la résiliation se produit 18 mois ou moins avant la date garantie
7 de début des livraisons ou après cette date, les dommages payables s'élèvent à 30 000 \$ par
8 MW.

9 Advenant la résiliation du contrat pour un défaut postérieur à la date de début des livraisons,
10 soit plus de dix (10) années avant la fin du contrat, des dommages équivalant au montant de
11 30 000 \$ par MW de puissance contractuelle doivent être payés au Distributeur par le
12 fournisseur en défaut. Si la résiliation se produit 10 années ou moins avant la fin du contrat,
13 les dommages payables s'élèvent à 70 000 \$ par MW de puissance contractuelle. À ce
14 montant sera ajouté un facteur afin de tenir compte de la différence entre l'énergie
15 contractuelle en vigueur au moment de la résiliation et celle en vigueur lors de la date de début
16 des livraisons.

4. PÉNALITÉS PRÉVUES POUR ASSURER LE RESPECT DES ENGAGEMENTS DE CONTENU RÉGIONAL ET QUÉBÉCOIS DANS L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-02

17 Les contrats de l'A/O 2021-02 prévoient des pénalités liées au non-respect du contenu
18 régional garanti et du contenu québécois garanti. Si le contenu régional vérifié est inférieur au
19 contenu régional garanti, la pénalité, pour les trois (3) premiers points de pourcentage d'écart,
20 est égale au produit de 5 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de ces points de
21 pourcentage d'écart. Pour tout point de pourcentage d'écart additionnel, la pénalité est égale
22 au produit de 16 000 \$, de la puissance contractuelle et du nombre de points de pourcentage
23 d'écart additionnel.

24 Si le contenu québécois ainsi vérifié est inférieur au contenu québécois garanti, la pénalité,
25 pour les trois (3) premiers points de pourcentage d'écart, est égale au produit de 3 000 \$, de
26 la puissance contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart. Pour tout point de
27 pourcentage d'écart additionnel, la pénalité est égale au produit de 11 000 \$, de la puissance
28 contractuelle et du nombre de points de pourcentage d'écart additionnel. Dans le cas où des
29 pénalités s'appliquent à la fois pour le contenu régional et le contenu québécois, le montant
30 des pénalités à payer est établi de manière à éviter un double comptage.

5. GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS

31 Les garanties prévues aux contrats sont les mêmes pour les Appels d'offres. Pour garantir le
32 paiement des dommages et des pénalités en cas de défaut de respecter ses obligations

1 contractuelles préalablement à la date de début des livraisons, chaque fournisseur doit
2 déposer les garanties suivantes :

- 3 • un montant de 15 000 \$ par MW de puissance contractuelle, dès la signature du
4 contrat;
- 5 • un montant additionnel de 15 000 \$ par MW de puissance contractuelle, 18 mois avant
6 la date garantie de début des livraisons.

7 Afin de garantir l'exécution de ses obligations contractuelles, depuis la date de début des
8 livraisons et jusqu'à la fin du contrat, chaque fournisseur doit maintenir le montant de la
9 garantie de début des livraisons à 30 000 \$ par MW de puissance contractuelle jusqu'à dix
10 (10) ans avant l'échéance du contrat et dix (10) ans avant l'échéance du contrat, le fournisseur
11 doit augmenter sa garantie de 40 000 \$ par MW de puissance contractuelle pour un total de
12 70 000 \$/MW de puissance contractuelle.

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

6. RISQUES RÉSIDUELS

18 Les dommages et pénalités, de même que les droits de résiliation prévus aux contrats
19 découlant des Appels d'offres, protègent le Distributeur contre les principaux préjudices
20 prévisibles découlant d'un défaut d'un fournisseur.

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

23 De plus, avant le début des livraisons, le Distributeur avisera la Régie du respect des étapes
24 critiques inscrites aux contrats. Après le début des livraisons, le Distributeur présentera,
25 conformément à l'article 75.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶, un suivi indiquant pour
26 chacun des contrats, sur une base mensuelle, les quantités d'énergie contractuelle, d'énergie
27 rendue disponible et d'énergie livrée, le détail des montants facturés pour l'énergie et, le cas
28 échéant, les dommages liquidés et pénalités, avec les explications et justifications pertinentes.

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

29 La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison de contrats la
30 moins coûteuse pour les conditions demandées. Cette méthodologie a été appliquée pour
31 chacun des Appels d'offres, et ce, dans le respect des critères définis aux documents d'appel
32 d'offres. Cette méthodologie est expliquée dans le présent document.

⁶ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

1 L'application de la méthodologie a été supervisée par Raymond Chabot Grant Thornton & Cie
2 à titre de représentant officiel, comme en font foi ses rapports⁷.

3 La firme Merrimack Energy Group Inc. (« Merrimack ») a été retenue par le Distributeur pour
4 fournir un balisage sur les prix de marché des contrats d'approvisionnement en électricité
5 conclus dans le Nord-Est américain pour lesquels l'électricité provient de sources
6 renouvelables. Le rapport est présenté à la pièce HQD-4, document 1. Merrimack a également
7 effectué une comparaison des prix des offres faisant partie de la combinaison finale des
8 soumissions dans le cadre de chacun des Appel d'offres avec les prix des principaux produits
9 disponibles provenant de sources renouvelables pour le marché précité et de source éolienne
10 seulement pour l'appel d'offres A/O 2021-02. Les rapports sont présentés aux pièces HQD-4,
11 document 2 et document 3.

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

18 Une soumission comporte une offre principale et peut inclure, en plus de l'offre principale,
19 jusqu'à quatre (4) variantes. Le terme « offre » est utilisé de façon générique et il peut s'agir
20 d'une offre principale ou d'une variante, sans distinction.

7.1 Étape 1 : Exigences minimales

7.1.1 Appel d'offres A/O 2021-01

21 À l'étape 1 du Processus de l'appel d'offres A/O 2021-01, chaque offre a été vérifiée pour
22 s'assurer que les six (6) exigences minimales suivantes étaient respectées :

- 23 • le soumissionnaire devait s'engager à débiter les livraisons au plus tard le
24 1^{er} décembre 2026;
- 25 • le soumissionnaire devait démontrer qu'il avait obtenu ou qu'il était en mesure d'obtenir
26 les droits sur l'ensemble des terrains composant le site du projet visé. À cet égard, s'il
27 s'agissait de terrains privés n'appartenant pas au soumissionnaire, le soumissionnaire
28 devait détenir au minimum des lettres d'intention ou des contrats d'octroi d'option
29 valides pour au moins 30 % des unités d'évaluation sur lesquelles seraient situées les
30 infrastructures du parc éolien; s'il s'agissait de terres du domaine de l'État, le
31 soumissionnaire devait soumettre une preuve comme une lettre d'intention du
32 gouvernement portant sur la totalité des terrains visés;
- 33 • le soumissionnaire devait démontrer que l'électricité produite provenait de sources
34 d'énergies renouvelables admissibles;

⁷ HQD-4, document 4 et document 5

- 1 • le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées devaient avoir une expérience dans le
2 développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production d'électricité
3 de nature similaire à celui proposé sur une base commerciale;
- 4 • tous les travaux d'intégration requis pour assurer un raccordement ferme au réseau
5 d'Hydro-Québec des équipements de production proposés par le soumissionnaire
6 devaient pouvoir être complétés à temps pour respecter la mise sous tension initiale
7 proposée par le soumissionnaire ainsi que la date de début de livraisons du 1^{er}
8 décembre 2026;
- 9 • le soumissionnaire devait démontrer que son projet assure un approvisionnement à
10 long terme pour une durée ne pouvant être inférieure à 20 ans.

11 En résumé pour l'évaluation de l'étape 1, sur les 27 offres figurant dans les 12 soumissions
12 déposées, neuf (9) offres ont été rejetées pour non-conformité (pour un total de quatre (4)
13 soumissions rejetées) et 18 offres ont été jugées conformes et retenues pour analyse à
14 l'étape 2 (pour un total de huit (8) soumissions retenues).

7.1.2 Appel d'offres A/O 2021-02

15 À l'étape 1 du Processus de l'appel d'offres A/O 2021-02, chaque offre a été vérifiée pour
16 s'assurer que les neuf (9) exigences minimales suivantes étaient respectées :

- 17 • le soumissionnaire devait avoir identifié un site situé au Québec et pouvant être
18 raccordé au réseau intégré d'Hydro-Québec. Le soumissionnaire devait aussi
19 démontrer qu'il avait obtenu ou qu'il était en mesure d'obtenir les droits sur l'ensemble
20 des terrains composant le site du projet visé. À cet égard, s'il s'agissait de terrains
21 privés n'appartenant pas au soumissionnaire, le soumissionnaire devait détenir au
22 minimum des lettres d'intention ou des contrats d'octroi d'option valides pour au moins
23 30 % des unités d'évaluation sur lesquelles seraient situées les infrastructures du parc
24 éolien; s'il s'agissait de terres du domaine de l'État, le soumissionnaire devait soumettre
25 une preuve comme une lettre d'intention du gouvernement portant sur la totalité des
26 terrains visés;
- 27 • le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées devaient avoir une expérience dans le
28 développement ou dans l'exploitation d'au moins un projet de production d'électricité
29 de nature similaire à celui proposé sur une base commerciale;
- 30 • tous les travaux d'intégration requis pour assurer un raccordement ferme au réseau
31 d'Hydro-Québec du parc éolien proposé par le soumissionnaire devaient pouvoir être
32 complétés à temps pour respecter la mise sous tension initiale proposée par le
33 soumissionnaire ainsi que la date de début de livraisons du 1^{er} décembre 2026;
- 34 • le contenu québécois garanti par le soumissionnaire pour la réalisation du parc éolien
35 devait viser à ce que 60 % des dépenses globales du parc éolien soient réalisées au
36 Québec, le tout selon les règles prévues au contrat-type (Annexe VIII de l'annexe 6 du
37 document d'appel d'offres). De plus, le pourcentage de contenu québécois ne pouvait
38 être inférieur à 50 % des dépenses globales du parc éolien réalisées au Québec;

- 1 • le contenu régional garanti par le soumissionnaire pour la réalisation du parc éolien
- 2 devait viser à ce que 35 % des dépenses globales associées au parc éolien soient
- 3 réalisées dans la MRC où se situe le projet, la MRC de La Matanie et/ou la région
- 4 administrative de la Gaspésie-îles-de-la-Madeleine, le tout selon les règles prévues au
- 5 contrat-type (Annexe VIII de l'annexe 6 du document d'appel d'offres);
- 6 • le soumissionnaire devait démontrer que le milieu local détient une participation au
- 7 contrôle de son projet au moment du dépôt de sa soumission et pour la durée
- 8 contractuelle;
- 9 • le soumissionnaire devait démontrer son engagement à verser à la collectivité locale
- 10 qui administre le territoire où sera implanté le parc éolien, la somme annuelle de
- 11 5 700 \$ par MW installé sur le territoire de ladite collectivité locale;
- 12 • le soumissionnaire devait démontrer que son projet assure un approvisionnement à
- 13 long terme d'une durée ne pouvant être inférieure à 20 ans;
- 14 • le soumissionnaire devait s'engager à débiter les livraisons au plus tard le
- 15 1^{er} décembre 2026.

16 En résumé pour l'évaluation de l'étape 1, sur les 31 offres figurant dans les 11 soumissions
 17 déposées, neuf (9) offres ont été rejetées pour non-conformité (pour un total de trois (3)
 18 soumissions rejetées) et 22 offres ont été jugées conformes et retenues pour analyse à
 19 l'étape 2 (pour un total de huit (8) soumissions retenues).

7.2 Étape 2 : Classement des soumissions

7.2.1 Appel d'offres A/O 2021-01

20 À l'étape 2 du Processus pour l'appel d'offres A/O 2021-01, chacune des 18 offres conformes
 21 a été évaluée en fonction de six (6) critères, soit le coût de l'électricité, le développement
 22 durable, la capacité financière, la faisabilité du projet, l'expérience pertinente et la flexibilité du
 23 soumissionnaire. La pondération des critères est présentée au tableau 3.

TABLEAU 3
CRITÈRES D'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-01

Critères	Pondération
Coût de l'électricité	60
Développement durable	14
Capacité financière	9
Faisabilité du projet	6
Expérience pertinente	5
Flexibilité	6
Total	100

1 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision [D-2021-173](#) de la Régie à son
 2 paragraphe 165. Les résultats de l'évaluation sont présentés à l'Annexe technique n° 2.

7.2.2 Appel d'offres A/O 2021-02

3 À l'étape 2 du Processus pour l'appel d'offres A/O 2021-02, chacune des 22 offres conformes
 4 a été évaluée selon les huit (8) critères suivants : le coût de l'électricité, le contenu québécois
 5 visant 60 % des dépenses globales, le contenu régional visant 35 % des dépenses globales,
 6 le contrat visant une durée de 30 ans, le développement durable, la solidité financière, la
 7 faisabilité du projet et l'expérience pertinente. La pondération des critères est présentée au
 8 tableau 4.

TABLEAU 4
CRITÈRES D'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-02

Critères	Pondération
Coût de l'électricité	60
Contenu québécois visant 60% des dépenses globales	10
Contenu régional visant 35% des dépenses globales	10
Contrat visant une durée de 30 ans	2
Développement durable	9
Solidité financière	2
Faisabilité du projet	5
Expérience pertinente	2
Total	100

9 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision [D-2021-173R](#) de la Régie
 10 rectifiant le paragraphe 171 de la décision [D-2021-173](#). Les résultats de l'évaluation sont
 11 présentés à l'Annexe technique n° 3.

7.3 Étape 3 : Choix de la combinaison optimale

12 À l'étape 3 de l'analyse des soumissions, pour chacun des Appels d'offres, différentes
 13 combinaisons de soumissions ont été constituées. Compte tenu du grand nombre de
 14 combinaisons qui pouvaient être formées et des contraintes à prendre en considération, un
 15 modèle a été développé par le Distributeur pour assister les évaluateurs dans la formation des
 16 combinaisons.

Le besoin :

- 18 • L'étape 3 du processus nécessite la formation des meilleures combinaisons des offres
 19 reçues en utilisant les coûts de fourniture, les pertes, le plafonnement et les coûts
 20 d'intégration au réseau de transport obtenus à l'étape 2.

- 1 • Le coût de transport de chacune des combinaisons est par la suite évalué par Hydro-
2 Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») en tenant compte
3 de l'ensemble des projets de la combinaison.
- 4 • Le modèle est composé d'une fonction objective qui représente le coût unitaire global
5 d'approvisionnement du Distributeur à minimiser une fois que la combinaison est intégrée
6 à son portefeuille d'approvisionnement et que les quantités annuelles en puissance sont
7 respectées.

8 **La contrainte :**

- 9 ▪ Le modèle tient compte de la contrainte suivante : les quantités annuelles de puissance
10 recherchées doivent être comprises entre un minimum et un maximum.

11 Le Distributeur recherche la combinaison qui comporte le coût unitaire global
12 d'approvisionnement en \$/MWh le plus faible (incluant le coût de raccordement au réseau de
13 transport régional tel qu'évalué à l'étape 2 et précisé à l'étape 3) et qui lui permet d'atteindre
14 les quantités visées.

15 **7.3.1 Appel d'offres A/O 2021-01**

16 Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2021-01, 20 combinaisons constituées à partir des 18
17 offres retenues ont été examinées par le Transporteur pour qu'il procède à l'évaluation des
18 coûts de transport applicables à chaque combinaison. De ce nombre, sept (7) ont été retenues
19 pour une analyse économique plus poussée afin de déterminer la combinaison optimale.

20 Il ressort de cette analyse que la combinaison C-01-A constitue la combinaison qui permet
21 d'atteindre le coût unitaire global d'approvisionnement le plus bas. La combinaison C-01-A est
22 donc la solution optimale retenue. De plus, cette combinaison présente le coût unitaire le plus
23 bas parmi l'ensemble des combinaisons. Celui-ci s'élève à 70,83 \$/MWh (\$ 2022). La
24 combinaison retenue est présentée au tableau 5 et comporte cinq (5) projets pour un total de
495,82 MW de contribution en puissance à la pointe et 4,06 TWh d'énergie annuelle.

TABLEAU 5
COMBINAISON RETENUE C-01-A POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-01

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	Contribution en puissance (MW)		Manufacturier
			2026		
Parc éolien de la Haute-Chaudière	Développement EDF Renouvelables Inc.	Estrie	48,00		Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien de la Madawaska	Développement EDF Renouvelables Inc.	Bas-Saint-Laurent	108,00		Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien Mesgî'g Uglu's'n (MU2)	Innergex énergie renouvelable inc.	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	40,90		Enercon
Parc éolien Pohénégamook-Picard-St-Antoine	Énergies Renouvelables Invenergy Canada	Bas-Saint-Laurent	139,92		Siemens Gamesa Renewable Energy
Système de production HQP	Hydro-Québec dans ses activités de production	Multiple	159,00		Manufacturiers multiples
			Cumulatif attribué	495,82	
			Cumulatif recherché	480,00	
			% attribué versus recherché	103,3%	
Coût unitaire (\$2022 / MWh)					
Coût unitaire excluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :			60,29		
Coût de transport, pertes, plafonnement et équilibrage:			10,54		
Coût unitaire incluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :			70,83		

25 Afin de confirmer la compétitivité des offres retenues, le Distributeur s'est appuyé sur les
26 rapports de Merrimack datés du 31 janvier 2023 et du 24 février 2023 portant sur l'analyse

1 comparative des coûts dans les marchés Nord-Est américains⁸. Ces rapports démontrent que
 2 les coûts unitaires de la majorité des soumissions sélectionnées ainsi que de la combinaison
 3 retenue dans le cadre de cet appel d’offres sont inférieurs au prix de référence. En considérant
 4 les coûts associés à l’intégration des parcs éoliens au réseau de transport, les coûts obtenus
 5 demeurent compétitifs par rapport au marché.

7.3.2 Appel d’offres A/O 2021-02

6 Avant le début de l’étape 3 de l’AO 2021-02, le Distributeur devait déterminer lesquelles des
 7 soumissions communes aux Appels d’offres demeuraient disponibles pour l’AO 2021-02.
 8 Ainsi, 12 offres présentées par cinq (5) soumissionnaires n’ont pas été retenues à l’étape 2 de
 9 l’AO 2021-02 (300 MW). Dans ce contexte, neuf (9) offres restantes présentées par trois (3)
 10 soumissionnaires sont analysées à l’étape 3.

11 Trois (3) combinaisons constituées à partir des neuf (9) offres présentant les coûts les plus
 12 bas ont été transmises au Transporteur pour qu’il procède à l’analyse des coûts de transport
 13 applicables à chaque combinaison.

14 Il ressort de cette analyse que la combinaison C-01-B constitue la combinaison qui permet
 15 d’atteindre le coût global d’approvisionnement le plus bas. La combinaison C-01-B est donc la
 16 solution optimale retenue. En outre, cette combinaison présente le coût unitaire le plus bas
 17 parmi l’ensemble des combinaisons. Ce coût s’élève à 78,01 \$/MWh (\$ 2022). Elle est
 18 présentée au tableau 6 et comporte deux (2) projets pour un total de 302,3 MW de ~~contribution~~
 19 ~~en puissance à la pointe~~ puissance éolienne installée et 0,976 TWh d’énergie annuelle.

**TABLEAU 6
 COMBINAISON RETENUE C-01-B POUR L’APPEL D’OFFRES A/O 2021-02**

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	Puissance installée (MW)	Manufacturier
			2026	
Parc éolien de la Forêt Domaniale	Développement EDF Renouvelables Inc.	Chaudière-Appalaches	180,00	Vestas-Canadian Wind Technology Enercon
Parc éolien de Saint-Damase II	Algonquin Power Trust	Bas-Saint-Laurent	122,32	
			Cumulatif attribué	302,32
			Cumulatif recherché	300,00
			% attribué versus recherché	100,8%
Coût unitaire (\$2022 / MWh)				
Coût unitaire excluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :		67,22		
Coût de transport, pertes, plafonnement et équilibrage :		10,79		
Coût unitaire incluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :		78,01		

20 Tout comme pour l’appel d’offres A/O 2021-01, le Distributeur a confirmé la compétitivité des
 21 offres retenues dans cet appel d’offres en s’appuyant sur les rapports de Merrimack datés du
 22 31 janvier 2023 et du 10 mars 2023⁹ portant sur l’analyse comparative des coûts dans les
 23 marchés Nord-Est américains¹⁰. Ces rapports démontrent que les coûts unitaires des
 24 soumissions sélectionnées sont légèrement supérieurs au prix de référence. Ce faisant,
 25 Merrimack considère que les soumissions obtenues sont compétitives considérant le surcoût
 26 occasionné par les contenus régional et québécois minimums exigés.

⁸ HQD-4, Documents 1 et 2.

⁹ Merrimack a également fourni au Distributeur une note de service datée du 28 février 2023 contenant les mêmes conclusions que le rapport daté du 10 mars 2023.

¹⁰ HQD-4, Documents 1 et 3.

8. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN 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 dates garanties de début
3 de livraison, des quantités minimales d'énergie à livrer et le paiement de pénalités ou de
4 dommages en cas de non-respect des engagements contractuels ou de résiliation du contrat.
5 Le Distributeur s'assure qu'il pourra toujours réclamer ces montants en exigeant de ses
6 fournisseurs liés par un contrat de long terme le dépôt de garanties de début des livraisons et
7 d'exploitation. Lorsqu'un fournisseur est coté par une des agences de notation de crédit
8 reconnues, les montants des garanties à déposer sont diminués en fonction de la cote de
9 crédit qui lui est accordée »¹¹. De plus, « Le Distributeur évalue constamment le risque relatif
10 au défaut des contreparties avec lesquelles il transige. Ainsi, en cas de non-respect de leurs
11 engagements, la mise à risque correspond à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et
12 sa valeur marchande de remplacement »¹²

¹¹ Dossier R-4210-2022, pièce HQD-2, document 3 (B0011), section 5.3.

¹² *Ibid.*, section 5.5

ANNEXES TECHNIQUES

ANNEXE TECHNIQUE N° 1 :

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES APPELS D'OFFRES

	IPC CAN			Taux de change	Taux d'actualisation		
	(Note 1)	(Note 2)	(Note 3)	(Note 4)	Nominal	Réel	IPC de LT
	2002=100	2022=100	var.	SCA / \$US			
	Début d'année				4,927%	2,87%	2,00%
1	2022	145,3	100,0	6,5%	1,2770		
2	2023	154,7	106,5	3,4%	1,3000		
3	2024	160,0	110,1	2,0%	1,3000		
4	2025	163,2	112,3	2,0%	1,3000		
5	2026	166,5	114,6	2,0%	1,3000		
6	2027	169,8	116,9	2,0%	1,3000		
7	2028	173,2	119,2	2,0%	1,3000		
8	2029	176,7	121,6	2,0%	1,3000		
9	2030	180,2	124,0	2,0%	1,3000		
10	2031	183,8	126,5	2,0%	1,3000		
11	2032	187,5	129,0	2,0%	1,3000		
12	2033	191,2	131,6	2,0%	1,3000		
13	2034	195,0	134,2	2,0%	1,3000		
14	2035	198,9	136,9	2,0%	1,3000		
15	2036	202,9	139,7	2,0%	1,3000		
16	2037	207,0	142,5	2,0%	1,3000		
17	2038	211,1	145,3	2,0%	1,3000		
18	2039	215,3	148,2	2,0%	1,3000		
19	2040	219,7	151,2	2,0%	1,3000		
20	2041	224,0	154,2	2,0%	1,3000		
21	2042	228,5	157,3	2,0%	1,3000		
22	2043	233,1	160,4	2,0%	1,3000		
23	2044	237,8	163,6	2,0%	1,3000		
24	2045	242,5	166,9	2,0%	1,3000		
25	2046	247,4	170,2	2,0%	1,3000		
26	2047	252,3	173,6	2,0%	1,3000		
27	2048	257,4	177,1	2,0%	1,3000		
28	2049	262,5	180,7	2,0%	1,3000		
29	2050	267,8	184,3	2,0%	1,3000		
30	2051	273,1	188,0	2,0%	1,3000		
31	2052	278,6	191,7	2,0%	1,3000		
32	2053	284,1	195,6	2,0%	1,3000		
33	2054	289,8	199,5	2,0%	1,3000		
34	2055	295,6	203,5	2,0%	1,3000		
	2056	301,5	207,5	2,0%	1,3000		

Note 1 : Statistiques Canada. Tableau 18-10-0004-01 (2002=100). Indice des prix à la consommation mensuel, non désaisonnalisé. Canada; ensemble des catégories. Donnée 2022 correspond à l'indice de janvier 2022.

Note 2 : Direction - Planification financière consolidée, Groupe - Direction financière - 4 août 2022

Note 3 : Direction - Planification financière consolidée, Groupe - Direction financière - 4 août 2022

Note 4 : Taux d'actualisation approuvé par le conseil d'administration à l'été 2022

ANNEXE TECHNIQUE N^o 2 :
RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2 POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-01

ANALYSE ÉTAPE 2 - Volet Énergie											
Rang	Soumission	Coût de l'électricité (Énergie) (/60)	GES (/5)	CRG (/3)	VRT (/3)	SGE (/3)	Indicateur à caractère social (/11)	Capacité financière (/9)	Faisabilité du projet (/6)	Expérience et flexibilité (/11)	Total (/100)
1		60,000	0,00	0,00	0,00	2,00	10,70	3,00	5,50	9,00	90,200
2		52,800	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	4,00	5,50	9,00	83,300
3		52,550	0,00	0,00	0,00	3,00	9,20	4,00	5,50	9,00	83,250
4		50,080	0,00	0,00	0,00	3,00	10,60	4,00	5,50	9,00	82,180
5		49,810	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	4,00	5,50	9,00	80,310
6		46,030	0,00	0,00	0,00	3,00	10,60	4,00	5,50	9,00	78,130
7		44,810	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	5,00	5,50	9,00	76,310
8		43,050	0,00	0,00	0,00	3,00	9,50	5,00	5,50	9,00	75,050
9		46,380	0,00	0,00	0,00	3,00	7,10	4,00	5,50	9,00	74,980
10		45,680	0,00	0,00	0,00	3,00	7,70	4,00	5,50	9,00	74,880
11		45,940	0,00	0,00	0,00	3,00	6,90	4,00	5,50	9,00	74,340
12		46,710	0,00	0,00	0,00	2,00	3,00	9,00	4,00	9,00	73,710
13		43,450	0,00	0,00	0,00	3,00	8,60	4,00	5,50	9,00	73,550
14		42,990	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	4,00	5,50	9,00	73,490
15		41,860	0,00	0,00	0,00	3,00	9,90	4,00	5,50	9,00	73,260
16		41,270	0,00	0,00	0,00	3,00	10,30	4,00	5,50	9,00	73,070
17		28,330	0,00	0,00	0,00	2,00	3,00	9,00	4,00	11,00	57,330
18		32,380	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	2,00	5,50	5,00	45,880

ANALYSE ÉTAPE 2 - Volet Puissance											
Rang	Soumission	Coût de l'électricité (Puissance) (/60)	GES (/5)	CRG (/3)	VRT (/3)	SGE (/3)	Indicateur à caractère social (/11)	Capacité financière (/9)	Faisabilité du projet (/6)	Expérience et flexibilité (/11)	Total (/100)
1		60,000	0,00	0,00	0,00	2,00	3,00	9,00	4,00	11,00	89,000
2		43,050	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	5,00	5,50	9,00	74,550
3		42,310	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	4,00	5,50	9,00	72,810
4		39,450	0,00	0,00	0,00	3,00	10,60	4,00	5,50	9,00	71,550
5		40,040	0,00	0,00	0,00	2,00	10,70	3,00	5,50	9,00	70,240
6		38,780	0,00	0,00	0,00	3,00	9,20	4,00	5,50	9,00	69,480
7		38,240	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	4,00	5,50	9,00	68,740
8		34,580	0,00	0,00	0,00	3,00	10,60	4,00	5,50	9,00	66,680
9		33,370	0,00	0,00	0,00	3,00	7,10	4,00	5,50	9,00	61,970
10		33,550	0,00	0,00	0,00	3,00	6,90	4,00	5,50	9,00	61,950
11		31,620	0,00	0,00	0,00	3,00	7,70	4,00	5,50	9,00	60,820
12		29,940	0,00	0,00	0,00	3,00	8,60	4,00	5,50	9,00	60,040
13		32,960	0,00	0,00	0,00	2,00	3,00	9,00	4,00	9,00	59,960
14		29,200	0,00	0,00	0,00	3,00	9,00	4,00	5,50	9,00	59,700
15		27,850	0,00	0,00	0,00	3,00	9,90	4,00	5,50	9,00	59,250
16		26,680	0,00	0,00	0,00	3,00	9,50	5,00	5,50	9,00	58,680
17		26,760	0,00	0,00	0,00	3,00	10,30	4,00	5,50	9,00	58,560
18		23,070	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	2,00	5,50	5,00	36,570

Soumission retenue	Nom du projet	Rang (Énergie)	Rang (Puissance)
S-007-op-2026	Système de production HQP	12	13
		17	1
		13	12
		14	14
S-009-op-2026	Mesgi'g Ugju's'n (MU2)	1	5
S-015-op-2026	Haute-Chaudière	7	2
		8	16
		15	15
		16	17
		11	10
		10	11
S-024-v2-2026	Madawaska	9	9
		18	18
S-030-op-2026	Pohénégamook-Picard-St-Antonin	2	7
		3	6
		4	8
		5	3
		6	4

ANNEXE TECHNIQUE N° 3 :
RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2 POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-02

Rang	No. de la soumission retenue	Nom du projet	Coût de l'électricité (/60)	Contenu québécois (10/-10)	Contenu régional (10/-10)	Durée du contrat (2/-2)	Dév. durable (/2)	Indicateur à caractère social (/7)	Solidité financière (/1)	Faisabilité du projet (/5)	Expérience pertinente (/2)	Total (/100)
1			38,18	-5,0	-10,0	0,0	1,0	6,0	0,6	4,0	2,0	36,78
2			38,72	-5,0	-10,0	0,0	1,0	6,0	0,6	4,0	2,0	37,32
3			33,04	-5,0	-10,0	0,0	1,0	6,0	0,6	4,0	2,0	31,64
4			43,60	5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,4	4,0	2,0	56,00
5			43,45	5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,4	4,0	2,0	55,85
6			42,33	5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,4	4,0	2,0	54,73
7			40,67	5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,4	4,0	2,0	53,07
8			60,00	-5,0	-10,0	2,0	1,0	6,0	0,0	4,0	2,0	60,00
9			56,84	-5,0	-10,0	2,0	1,0	6,0	0,0	4,0	2,0	56,84
10			50,72	-5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,2	4,0	2,0	52,92
11			48,33	-5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,2	4,0	2,0	50,53
12			60,00	-5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,2	4,0	2,0	62,20
13			55,26	-5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,2	4,0	2,0	57,46
14			41,61	5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,4	4,0	2,0	54,01
15	S009-v1-2026	Forêt Domaniale	41,15	5,0	-10,0	2,0	2,0	7,0	0,4	4,0	2,0	53,55
16			40,49	-5,0	-10,0	0,0	2,0	6,0	0,6	4,0	2,0	40,09
17	S010-v1-2026	Canton MacNider	42,24	-5,0	-10,0	0,0	1,0	6,0	0,6	4,0	2,0	40,84
18			35,72	-5,0	-10,0	0,0	1,0	6,0	0,6	4,0	2,0	34,32
19			37,00	-5,0	-10,0	0,0	1,0	6,0	0,6	4,0	2,0	35,60
20			56,01	-5,0	10,0	2,0	1,0	7,0	0,0	4,0	2,0	77,01
21			55,16	-5,0	10,0	2,0	1,0	7,0	0,0	4,0	2,0	76,16

ANNEXE TECHNIQUE N^o 4 :
SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES POUR L'APPEL
D'OFFRES A/O 2021-01

No de combinaison	MW	\$/MWh Étape 3	Écart vs le moindre coût
C-01-A	496	70,830 \$	Moindre coût
C-02-A	496	71,430 \$	0,600
C-03-A	489	71,120 \$	0,290
C-04-A	489	71,400 \$	0,570
C-05-A	499	71,950 \$	1,120
C-06-A	496	73,920 \$	3,090
C-07-A	496	74,060 \$	3,230

ANNEXE TECHNIQUE N^o 5 :
SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES POUR L'APPEL
D'OFFRES A/O 2021-02

No de combinaison	MW	\$/MWh Étape 3	Écart vs le moindre coût
C-01-B	302	78,010 \$	Moindre coût
C-02-B	310	79,120 \$	1,110
C-03-B	310	82,220 \$	4,210