

Montréal, le 3 avril 2025

Monsieur Mathieu Giroux

Coordonnateur du secrétariat de commission
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)
140, Grande Allée Est, bureau 650
Québec (Québec) G1R 5N6

**Objet : Projet de parc éolien de la Madawaska à Dégelis et Saint-Jean-de-la-Lande –
Réponses aux questions de la commission (DQ1)**

Monsieur,

Vous trouverez à la page suivante les réponses aux questions posées à l'initiateur du projet par la commission le 1er avril dernier (DQ1). Nous demeurons à votre entière disposition pour toute précision ou information complémentaire concernant les sujets énumérés dans le présent document.

En espérant le tout conforme aux attentes de la commission, je vous prie de recevoir, Monsieur, mes plus sincères salutations,



Karolina Aplan, MEnv, EP
Gestionnaire des permis et approbation environnementale
karolina.apland@edf-re.com

- 1. Dans le PR3.1, volume 1, on indique qu'une distance séparatrice de 300 m des cabanes à sucre doit être respectée (p. 140), ce qui est repris à la carte 9 du PR3.1, volume 2. Toutefois, au cours des séances publiques, la MRC de Témiscouata, la Municipalité de Saint-Jean-de-la-Lande ainsi que la Ville de Dégelis ont affirmé qu'elles n'avaient aucune contrainte à propos des distances séparatrices entre les cabanes à sucre et les éoliennes. Veuillez expliquer d'où provient la contrainte de 300 m indiquée dans l'étude d'impact.**

R1 : La distance séparatrice de 300 mètres à respecter entre une éolienne et une cabane à sucre résulte d'une contrainte interne de saines pratiques de l'initiateur (p. 91 du volume 1 de l'étude d'impact). Il s'agit donc de paramètres que l'initiateur applique par précaution, même en l'absence de réglementation. Cette distance séparatrice n'est en effet pas exigée par les règlements ou normes en vigueur de la MRC de Témiscouata, de la Municipalité de Saint-Jean-de-la-Lande et de la Ville de Dégelis.

- 2. L'entreprise Marmen produit des nacelles qu'elle vend sur le marché québécois (DM4, p. 4). Durant les séances de la première partie des audiences publiques, vous avez dit que les tours proviendraient de cette entreprise et que les « composantes majeures sont de source asiatique » (Casey Kennedy, DT3, p. 42). Pourquoi est-ce que vous n'avez pas retenu Marmen comme fournisseur pour les nacelles?**

R2 : Vestas fabrique et assemble ses propres nacelles et n'utilise pas de sous-traitants ou fournisseurs externes pour l'assemblage des nacelles pour assurer un contrôle de la qualité. Alors qu'il est envisageable d'acheter les tours d'éoliennes d'un fournisseur externe comme elle le fait avec Marmen, l'assemblage de la nacelle nécessite une expertise technique interne souvent propre à chacun des turbiniers. C'est l'approche prise par Vestas au niveau de la fabrication et l'assemblage de ses nacelles.

- 3. Veuillez fournir un graphique présentant la production d'énergie d'une éolienne de 6 MW (en MWh) en fonction de la vitesse du vent (en m/s), pour des vents entre 0 et 70 m/s.**

R3 : Le graphique demandé correspond à la courbe de puissance de l'éolienne (puissance en fonction de la vitesse de vent), qui est propre à chaque turbinier et modèle d'éolienne et qui fait partie de la documentation commerciale sensible des fournisseurs. L'initiateur n'est pas en mesure de la partager. À noter que la vitesse d'arrêt des éoliennes pour la plupart des modèles d'éoliennes sur le marché correspond à environ 25 m/s. Au-delà de cette vitesse de vent, les éoliennes arrêtent typiquement leur production afin de limiter les risques sur la structure et les composantes.

4. Dans le DA5, vous expliquez que la mesure de bridage appliquée à 5,5 m/s entre le 1er juin et le 15 octobre durant la nuit entraînerait une diminution de production d'énergie de 4 058 MWh/an par rapport celle qui serait produite à 3 m/s (p. 2 PDF).

a. Veuillez donner les détails de votre calcul.

R4a : Les calculs de perte de production associée au bridage des éoliennes sont effectués sur une base de séries temporelles selon des paramètres opérationnels spécifiés. Quant à l'estimation mentionnée dans votre question, la vitesse du vent de démarrage de la turbine a été augmentée à 5,5 m/s du 1er juin au 15 octobre. Les réductions ne sont appliquées qu'entre 30 minutes avant le coucher du soleil et 30 minutes après le lever du soleil. Selon les données de production annuelles estimées du projet et le modèle d'éolienne prévu, deux facteurs à caractère commercial sensible, la perte de production annuelle, résultant de la modification des paramètres opérationnels, est estimée à 4058 MWh.

b. Vous avancez que la perte monétaire sur 30 ans serait d'environ 11 568 503 \$, ce qui donne un prix moyen sur ces 30 ans d'environ 95 \$/MWh. Est-ce bien le cas? Si non, veuillez expliquer.

R4b : Le prix du MWh produit par le projet et sa formule d'indexation annuelle sont indiqués dans le contrat d'approvisionnement du projet. Le montant de 11 568 503\$ énoncé tient compte de l'indexation du prix affiché au contrat depuis 2022 jusqu'à janvier 2025, selon les données disponibles sur le site de Statistique Canada (Tableau : 18-10-0004-01 (anciennement CANSIM 326-0020)) et de l'indexation projetée de l'évolution du prix sur la durée de vie du projet, avec une hypothèse selon laquelle l'indice des prix à la consommation augmente de 2% annuellement. Une multiplication de la perte de production anticipée annuellement et du prix, évoluant dans le temps, selon les années, mènent au montant de 11 568 503\$. Selon ces hypothèses, la moyenne de prix au MWh est bien de 95,03\$.

c. Le contrat actuel est de 832 364 MWh pour une année contractuelle de 365 jours, cela en démarrant les éoliennes à 3 m/s. Les revenus seraient donc de 95 \$/MWh * 832 364 MWh/an * 30 ans = 2 372 237 000 \$ pour 30 ans. Est-ce bien le cas? Si non, veuillez expliquer.

R4c : En fonction des hypothèses énoncées ci-dessus (R4b), le calcul énoncé est théoriquement exact.

- d. En appliquant le bridage à 5,5 m/s, le contrat devrait être de 828 306 MWh/an (832 364 MWh/an - 4 058 MWh/an) et les revenus sur 30 ans seraient donc d'environ 2 360 672 000 \$. Est-ce bien le cas? Si non, veuillez expliquer.**

R4d : En fonction des hypothèses énoncées ci-dessus (R4b), le calcul énoncé est théoriquement exact.

- e. En faisant la proportion des revenus avec un bridage à 5,5 m/s et avec un démarrage des éoliennes à 3 m/s, on obtient une perte de 0,5 % des revenus en appliquant la mesure de bridage à 5,5 m/s. Est-ce bien le cas, sinon veuillez expliquer.**

R4e : En fonction des hypothèses énoncées ci-dessus (R4b), le calcul énoncé est théoriquement exact.

- 5. Dans l'étude d'impact, vous avancez que l'Alliance de l'énergie de l'Est s.e.c « est maintenant propriétaire à 50 % de projets éoliens en exploitation totalisant 306,4 MW installés sur son territoire » (PR3.1, vol. 1, p. 5). Ces parcs étant Nicolas-Riou avec 224,25 MW installées, Le Plateau 2 avec 21,15 MW installées, Roncevaux avec 74,8 MW installées et Dune-du-Nord avec 6 ou 8 MW installées (Hydro-Québec, 2025; Alliance de l'Est, s. d., p. 25 à 27), cela donnerait plutôt 326,2 ou 328,2 MW. Pouvez-vous confirmer quel total de puissance installée est le bon ?**

R5 : En ce qui a trait au cas du Parc éolien Dune-du-Nord (PEDDN), la puissance contractuelle inscrite au CAÉ (disponible au, <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/contrats-electricite.html>) est de 6,4 MW, mais elle est limitée à 6 MW. En termes de puissance installée, les éoliennes de PEDDN ont une capacité réelle de 8 MW. Ces données peuvent effectivement mener à des calculs différents. Pour ce genre de calcul, l'Alliance utilise habituellement la puissance contractuelle de PEDDN, qui est inscrite au CAÉ. De ce fait, le total de puissance contractuelle pour Le Plateau 2, Roncevaux, Nicolas-Riou et Dune-du-Nord serait effectivement de 326,2 MW si on utilise la limite de puissance contractuelle de 6 MW. Toutefois, si ce total était exprimé en utilisant la puissance installée de PEDDN, la particularité du projet Dune du Nord (différence marquée entre la puissance installée et la puissance contractuelle) porterait ce total à 328,2 MW.

6. À la page 8 du document DA7.2 intitulé Capsule 2 : Retombées économiques des projets de l'Alliance de l'énergie de l'Est, vous présentez un tableau des paiements fermes aux municipalités de Dégelis et de Saint-Jean-de-la-Lande. Dans ce tableau, vous précisez que les paiements fermes de 5 700 \$/MW sont annuels, mais vous n'apportez pas la même précision pour les montants versés directement aux communautés d'accueil. Veuillez préciser si les paiements de 3 135 \$/MW sont eux aussi annuels ou non.

R6 : Oui, ces paiements sont annuels.