

RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE

Original: 2023-06-22 HQD-4, document 1.1



DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'UN PARC ÉOLIEN DANS LE RÉSEAU AUTONOME DE KUUJJUARAPIK-WHAPMAGOOSTUI

RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES)

1. Référence : Pièce B-0004, p. 6; (i)

> (ii) Pièce B-0004, p. 13.

Préambule:

- « Le réseau électrique est alimenté par une centrale thermique fonctionnant au diésel léger dont Hydro-Québec a pris possession en 1981 lors d'un transfert du gouvernement fédéral. La centrale comble les besoins du réseau qui comptait, au 31 décembre 2022, 766 abonnés (676 résidentiels, 88 commerciaux, institutionnels et industriels et 2 éclairage public) dont 247 abonnés (230 résidentiels et 17 affaires) bénéficiaient du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ). Le chauffage de l'eau et des espaces des bâtiments des bénéficiaires du PUEÉ est assuré par des fournaises au mazout. » [nous soulignons]
- « Le projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable est conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée du Contrat, le parc éolien GWR permettra d'éviter l'utilisation de plus de 26 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES liée à l'utilisation du carburant à la centrale grâce au parc éolien GWR s'élève à environ 71 000 t ég. CO2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 27 %. »

Demandes:

1.1 Veuillez confirmer si la réduction des émissions de GES pour le chauffage de l'eau et des espaces des bâtiments des bénéficiaires du PUEÉ (référence (i)) a été intégrée dans le calcul de la réduction de GES totale sur la durée du contrat (référence (ii)). Si oui, veuillez indiquer cette réduction des émissions de GES.

Réponse:

Non. Il n'y a pas de réduction d'émissions de GES prévue pour le chauffage de l'eau et des espaces.

Original: 2023-06-22 HQD-4. document 1.1



RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

2. Références: (i) Pièce <u>B-0004</u>, p. 9 et 10;

(ii) Pièce <u>B-0004</u>, p. 17, tableau 3;

(iii) Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce B-0074, p. 6.

Préambule:

- (i) « Le Distributeur assumera l'ensemble des investissements en lien avec la centrale au diesel, le réseau de distribution et le SSÉ. <u>Dans son analyse économique, le Distributeur intègre les coûts paramétriques de l'ensemble des investissements qu'il doit réaliser sur la période de l'analyse dans chacun des scénarios analysés (voir la section 7).</u> Les montants des investissements prévus dans le cadre du projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable seront précisés au terme d'une phase d'avant-projet. » [nous soulignons]
- (ii) Le Distributeur présente les coûts aux investissements, nets des subventions, dans le tableau des résultats de l'analyse économique.
- (iii) « Le 29 mars 2023, le Distributeur a annoncé la suspension du projet de raccordement au moyen de câbles sous-marins, et ce, pour une période indéterminée. <u>Cette décision est motivée par une augmentation substantielle des coûts estimés du projet, principalement attribuable à l'effervescence du marché mondial pour lequel la transition énergétique est bien amorcée. Effectivement, l'augmentation globale des coûts estimés d'investissements, incluant les contingences inhérentes au contexte du marché, s'élève actuellement à environ 600 M\$ de plus par rapport à l'estimation de 2021. » [nous soulignons]</u>

Demandes:

- 2.1 La Régie note, à la référence (iii), que le Distributeur a motivé la suspension du projet de raccordement des lles-de-la-Madeleine au réseau intégré au moyen de câbles sousmarins, notamment par une augmentation substantielle des coûts estimés du projet de raccordement. Veuillez commenter l'impact d'une augmentation des coûts estimés d'investissements du projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui sur l'analyse économique visant à évaluer la rentabilité de ce projet (références (i) et (ii)).
 - 2.1.1. Veuillez préciser les causes possibles d'une augmentation des coûts estimés d'investissements du projet.

Réponse :

1

2

3

4

À l'instar des causes citées à la référence (iii), les principales causes possibles d'une augmentation des coûts d'investissements au présent dossier sont attribuables à la rareté de la main-d'œuvre dans un contexte de transition énergétique et, incidemment, à la disponibilité des entrepreneurs ou aux chaînes d'approvisionnement qui s'avèrent globalement sous tension.





2

3

5

6

8

9

10

12

En contrepartie, l'envergure des travaux de construction demeure somme toute limitée dans le cadre du projet actuel. Le Distributeur rappelle au surplus que la batterie est déjà en place à Kuujjuarapik. Bref, le contexte qui prévaut actuellement contribue donc à réduire les risques inhérents à ces coûts.

2.1.2. Veuillez déposer une analyse de sensibilité afin de vérifier l'impact sur la rentabilité du projet d'une hausse de 5 % et de 10 % sur les coûts estimés d'investissements. Veuillez commenter les résultats.

Réponse:

Le Distributeur évalue à environ 14,5 M\$ ses investissements exposés à des variations de coûts. Advenant une augmentation de 5 % de ces coûts, l'impact est estimé à 700 k\$ sur la rentabilité du projet et à environ 1,4 M\$ advenant une hausse de 10 %.

Le Distributeur souligne toutefois que l'analyse économique a été présentée à partir d'un prix plancher fixé par décret pour les économies de GES. À titre illustratif, le fait de doubler la valeur considérée des émissions de GES aurait un impact en faveur du projet de plus de 3 M\$.



3. Pièce B-0006, Annexe III, p. 45; Références : (i)

> Pièce B-0005: (ii)

(iii) Pièce B-0004, p. 9.

Préambule:

« B) ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX (i)

 Études et gestion de projet : 1300 000 \$ Raccordement distribution : 8 600 000 \$ Raccordement à la centrale existante : 2300000\$ Systèmes de jumelage : 6700 000 \$ Total : 18 900 000 \$

- (ii) Le Distributeur présente l'analyse économique dans le fichier Excel.
- « Un système de stockage d'énergie (SSÉ) de 900 kW / 900 kWh a été mis en service (iii) en octobre 2022. Il contribuera à la stabilité du réseau. Le système de stockage a été déployé en avance par rapport au Projet, pour permettre son appropriation sur le plan technique et ainsi favoriser une transition plus efficace vers l'exploitation d'énergie renouvelable dans ce réseau. »

Demandes:

- 3.1 À la référence (i), la Régie note que le Distributeur prévoit encaisser des subventions de 7,9 M\$ avant le début des livraisons en décembre 2025.
 - 3.1.1. Veuillez préciser en quelle année le Distributeur prévoit encaisser les montants de la subvention

Réponse :

1

2

3

5

Les déboursés de la subvention se feront sur la présentation des dépenses admissibles, soit une fois que le Distributeur aura respecté ses engagements de rendre compte envers l'entité subventionnaire. Conséquemment, il prévoit obtenir les premiers déboursés en 2023. Ils se poursuivront progressivement jusqu'à l'intégration de l'énergie renouvelable prévue à la fin du projet, en 2025.

Original: 2023-06-22 HQD-4. document 1.1

^{*} Coût total estimé pour les travaux d'intégration avant toute contribution provenant de subventions que le Distributeur pourrait obtenir. <u>La Garantie pour couvrir les coûts d'intégration</u> à l'article 33.1 inclut les subventions que le Distributeur prévoit encaisser avant la date de début des livraisons, lesquelles sont estimées à 7 900 000 \$. » [nous soulignons]





3.1.2. Veuillez quantifier l'impact sur la rentabilité du projet si le Distributeur encaisse les montants de la subvention en 2025, en comparaison d'une obtention en 2024 ou 2023 sur les résultats de l'analyse économique (référence (ii)). Veuillez commenter.

Réponse :

1

2

3

5

6

Bien que le Distributeur prévoie obtenir des montants de subvention préalablement à 2025, comme mentionné en réponse à la question 3.1.1, l'encaissement de la subvention est prévu en 2025 à l'analyse économique.

À titre d'illustration, si la subvention était obtenue dans son intégralité en 2024, un impact favorable de 370 k\$ sur la rentabilité du projet en découlerait. Si elle était obtenue en entier en 2023, il en découlerait un impact favorable de 725 k\$ sur la rentabilité.

3.2 Veuillez confirmer que les coûts du SSÉ (référence (iii)) ont été intégrés dans l'analyse économique de la référence (ii). Si non, veuillez justifier.

Réponse:

Le Distributeur le confirme.



4. Pièce B-0004, pages 5 et 6. Références : (i)

> Pièce **B-0004**, page 13. (ii)

> (iii) Pièce B-0004, page 19.

Préambule:

- (i) « Comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur 5 24 (le Plan), la démarche du Distributeur s'inscrit en continuité avec les quatre orientations approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-140, auxquelles les projets de conversion énergétique privilégiés par le Distributeur doivent être conformes. Ces orientations ont d'ailleurs récemment été réitérées par les décisions D-2022-062 et D-2022-109. Le Distributeur rappelle ici ces orientations :
 - fiabilité de l'approvisionnement;
 - réduction des émissions de GES;
 - acceptabilité sociale et environnementale ; et
 - réduction des coûts d'approvisionnement. »
- «Le projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable est conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée du Contrat, le parc éolien GWR permettra d'éviter l'utilisation de plus de 26 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Ouébec. La réduction des émissions de GES liée à l'utilisation du carburant à la centrale grâce au parc éolien GWR s'élève à environ 71 000 t éq. CO2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 27 %. »
- «La nouvelle stratégie d'alimentation électrique du réseau de Kuujjuarapik-(iii) Whapmagoostui permettra non seulement de réduire les émissions de GES associées à l'utilisation du carburant à la centrale au diesel d'Hydro-Québec d'environ 27 %, mais présente également un avantage économique de 1 M\$ act. 2023 par rapport au statu quo. »

Demandes:

Veuillez quantifier la valeur monétaire de la réduction d'environ 71 000 t ég. CO2 sur la période du projet. Veuillez fournir vos hypothèses.

Réponse :

1

2

La valeur de réduction des GES a été établie à partir de la valeur des GES figurant au fichier Excel déposé comme pièce HQD-1, document 1.1 (B-0005). La valeur monétaire économique associée à la réduction des GES sur la période du projet représente 2,75 M\$2023.

Original: 2023-06-22 HQD-4. document 1.1







4.2 Veuillez commenter l'opportunité d'ajouter la valeur de la réduction des GES de la sousquestion précédente à l'avantage économique calculé à la référence (iii).

Réponse :

1

2

La valeur de 2,75 M\$2023 de réduction de GES, mentionnée en réponse à la question 4.1, est déjà considérée dans la VAN de 1 M\$ du projet.



MODALITÉS DU CONTRAT

5. Références : (i) Pièce <u>B-0006</u>, p. 18;

(ii) Dossier R-4046-2018, pièce <u>B-0006</u>, p. 17;

(iii) Dossier R-4227-2023, pièce B-0005, p. 18.

Préambule:

- (i) « Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque kWh d'énergie admissible livrée conformément à l'article 7.2 le prix Et, lequel est établi au 1^{er} janvier de chaque année civile à partir du prix au 1er janvier 2023. Au 1^{er} janvier 2023, le prix E₂₀₂₃ est fixé à 0,2200 \$/kWh. »
- (ii) « Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque MWh d'énergie admissible livrée conformément à l'article 6.2 le prix Et, lequel est établi au 1^{er} janvier de chaque année civile à partir du prix au 1er janvier 2016. Au 1^{er} janvier 2016, le prix E₂₀₁₆ est fixé à 109,73 \$/MWh. »
- (iii) « Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque MWh d'énergie admissible livrée conformément à l'article 6.2 le prix Et, lequel est établi au 1er janvier de chaque année civile à partir du prix au 1er décembre 2021. Au 1er décembre 2021, le prix E_{décembre2021} est fixé à 90,50 \$/MWh. »

Demandes:

5.1 Veuillez préciser de quelle manière le Distributeur s'est assuré de la valeur concurrentielle du prix obtenu (référence (i)) à la suite de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur. Veuillez expliquer les écarts entre le coût moyen des prix des contrats des références (ii) et (iii) et le prix convenu avec le Fournisseur dans la présente entente (référence (i)). Veuillez préciser quels sont les comparables utilisés pour en venir au prix négocié dans la présente entente. Veuillez fournir les références.

Réponse :

1

2

3

6

8

10

11

La négociation étant de type « à livre ouvert », le Distributeur a été en mesure de questionner le budget du Fournisseur pour toutes les composantes des coûts de construction et d'opération, et d'évaluer la crédibilité de ses hypothèses dans un contexte économique inflationniste. Le Distributeur a travaillé de concert avec une firme d'ingénierie externe afin de s'assurer que les prix des principales composantes du projet (parc éolien, route, poste de départ et exploitation) étaient justes.

Le Fournisseur a aussi partagé avec le Distributeur son modèle économique. Le Distributeur a donc été en mesure d'en faire une révision et de négocier le prix d'achat d'énergie en conséquence sur la base de la crédibilité de ses hypothèses, et ainsi s'assurer de la valeur concurrentielle du prix.





2

3

6

7

9

10

11

12

En ce qui a trait à la comparaison du prix d'achat d'énergie négocié au présent dossier avec ceux des projets des parcs éoliens de Grosse-Ile (PEDGI) et de la Dune-du-Nord (PEDDN), le Distributeur tient à souligner les contextes de projets très différents. En effet, en comparaison avec la puissance de ceux de PEDGI et PEDDN de 16,8 MW et 6,4 MW respectivement, la taille du parc éolien du projet GWR, avec ses 2 MW installés, réduit les économies d'échelle possibles. Le régime de vent exceptionnel des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) permet également aux projets de PEDGI et PEDDN de réduire leurs coûts unitaires. Finalement. bien aue le réseau des **IDLM** et de Kuujjuarapik-Whapmagoostui soient tous deux des réseaux autonomes, l'éloignement de ce dernier, et par conséquent les surcoûts de construction, s'avèrent beaucoup plus importants.

Original: 2023-06-22 HQD-4, document 1.1



FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

6. Référence : Pièce <u>B-0004</u>, p. 13;

Préambule:

« <u>D'abord, le maintien de la centrale au diesel contribuera à assurer la fiabilité de</u> l'approvisionnement du réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui.

De plus, le Contrat constituera un achat ferme (« take or pay ») dont les engagements d'achat par le Distributeur et de vente par le Fournisseur sont fondés sur la quantité d'énergie de source renouvelable qui peut être intégrée dans le réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui, tout en respectant les critères de fiabilité et de stabilité qui gouvernent les opérations du Distributeur en réseaux autonomes. Finalement, le SSÉ prévu pour accroître la contribution en énergie renouvelable dans le mixte énergétique thermique diesel-éolien contribuera à assurer la stabilité d'alimentation du réseau, de pair avec le ou les groupes diesel en fonction. » [nous soulignons]

Demandes:

6.1 Veuillez élaborer sur la manière dont la centrale au diesel continuera à assurer la fiabilité en puissance du réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui (référence (i)).

Réponse:

1

2

5

6

7

8

10

11

12

La centrale diesel continuera d'assurer la fiabilité en puissance lors des pointes en l'absence de production éolienne, selon le critère de puissance garantie approuvé par la Régie, soit (N-1) x 90%. En d'autres termes, la puissance garantie de la centrale diesel sera planifiée de façon à toujours être suffisante pour alimenter seule ce réseau au besoin.

6.2 Veuillez préciser les pourcentages minimum et maximum de la production d'électricité de la centrale au diesel qui continuera d'alimenter le réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui.

Réponse :

La centrale diesel aura une contribution en puissance allant de 20 % à 100 %. Le seuil minimum de 20 % s'explique par le besoin de conserver un groupe diesel en fonction, à un régime minimal de 30 %, pour assurer la réserve en puissance. C'est donc une moyenne de 71 % de la production d'électricité de la communauté qui continuera d'être assurée par la centrale diesel. Il n'est toutefois pas exclu que des améliorations puissent être apportées au fil des ans pour réduire la contribution de la centrale.



6.3 Veuillez élaborer sur la valeur retenue pour le taux d'intégration, ainsi que pour la charge et les pertes associées au SSÉ (référence (ii)).

Réponse:

1

2

3

6

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

Le SSÉ, en plus de contribuer à la stabilité du réseau, contribuera à augmenter le taux d'intégration de l'énergie éolienne d'une valeur moyenne annuelle de l'ordre de 8 % de la production d'électricité totale de la communauté, pour la durée du contrat d'approvisionnement en électricité. Quant à la charge associée aux services auxiliaires du SSÉ, elle est évaluée à 24 kW en moyenne, ce qui correspond à environ 1,4 % de la production d'électricité totale de la communauté. Les pertes du SSÉ correspondent à un maximum de 11 % de l'énergie débitée par cycle de charge-décharge et sont évaluées à environ 20 MWh annuellement pour la durée du contrat d'approvisionnement en électricité, soit environ 0,1 % de la production totale de la communauté.

6.4 Veuillez préciser quel pourcentage de la recharge du SSÉ se fera à partir de la centrale au diesel.

Réponse:

Le Distributeur ne peut préciser ce pourcentage. Comme mentionné dans le dossier du projet de parc éolien de Grosse-Ile (PEDGI)¹, sur le plan technique, pour qu'une recharge du SSÉ puisse être faite uniquement à partir de la production du parc éolien, il faudrait que ce SSÉ soit raccordé en aval de leurs points de raccordement avec une fonction de blocage de recharge du réseau. Par conséquent, le SSÉ devrait être localisé soit sur le site de ce parc ou à un endroit différent, mais avec une ligne dédiée exclusivement aux échanges entre le SSÉ et les éoliennes. Une telle solution, en plus d'être contraignante, priverait le Distributeur d'autres avantages que pourrait procurer le SSÉ en période de production éolienne faible ou nulle, comme l'écrêtage de pointe, par exemple, au-delà du but premier de faciliter l'intégration de l'énergie éolienne. Le Distributeur peut néanmoins confirmer que le SSÉ est mis en place pour assurer l'optimisation de l'intégration de la production éolienne et que la majorité des recharges se feront alors que le parc éolien sera en production.

Original: 2023-06-22

HQD-4, document 1.1 Page 13 de 16

¹ Dossier R-4227-2023, pièce HQD-2, document 1.1 (B-0012).





7. Pièce B-0006, p. 31. Références : (i)

> Dossier R-4046-2018, pièce B-0006, p. 29. (ii)

Préambule:

« Le Fournisseur doit prévoir et fournir ses propres movens d'alimentation (autonome) de ses charges pendant la période de construction du parc éolien et pour le démarrage (incluant la période d'essais) du parc éolien. Après la date de début des livraisons, pour des fins d'entretien ou lorsque le parc éolien est inopérant pour quelque raison que ce soit, si le Fournisseur requiert de l'électricité du Distributeur, ce dernier vend l'électricité au Fournisseur conformément aux Tarifs d'électricité du Distributeur et aux conditions de service fixées par la Régie qui s'appliquent aux clients des réseaux autonomes du Distributeur au moment de la fourniture. » [nous soulignons]

« Pendant la période de construction, pour le démarrage, pour des fins d'entretien ou lorsque le parc éolien est inopérant pour quelque raison que ce soit, si le Fournisseur requiert de l'électricité du Distributeur, ce dernier vend l'électricité au Fournisseur selon les tarifs et conditions établis par les décisions de la Régie qui s'appliquent aux clients du Distributeur au moment de la fourniture. »

Demande:

La Régie note que, contrairement au contrat de la référence (ii), le contrat soumis pour approbation (référence (i)) ne prévoit pas la possibilité pour le Fournisseur de s'alimenter en électricité auprès du Distributeur durant la période de construction. Veuillez élaborer sur les risques encourus par cette situation.

Réponse :

1

2

3

5

6

7

8

10

11

Le Fournisseur est bien au fait de cette modalité de la clause et a prévu ses propres moyens d'alimentation pendant la période de construction.

Au présent dossier, le Distributeur a choisi de modifier la clause citée en référence (i) par rapport au contrat d'achat d'approvisionnement en électricité cité en référence (ii) pour palier à la pression sur l'échéancier relatif à la construction de la ligne de distribution. En effet, il est possible que la mise en service de la ligne de distribution ne soit pas complétée au moment où le Fournisseur souhaiterait alimenter son chantier. Ce faisant, le Distributeur se laisse ainsi plus de temps pour réaliser cette activité, dans un contexte d'éloignement significatif de ce réseau, et diminue par conséquent les risques associés à cette construction.



ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

8. Références: (i) Pièce <u>B-0004</u>, p. 14;

(ii) Pièce <u>B-0006</u>, p. 9.

Préambule:

- (i) « Le 23 février 2022, dans le cadre de la procédure d'évaluation environnementale, le Comité d'examen des répercussions sur l'environnement et le milieu social (COMEX) a tenu une séance de consultation publique. Lors de cette assemblée publique, le Fournisseur était invité à présenter le Projet et à expliquer ses composantes. Les membres des communautés étaient invités à poser des questions et à s'exprimer sur leurs préoccupations en lien avec le projet tel que présenté. Des représentants d'Hydro-Québec y ont aussi participé. » [nous soulignons]
- (ii) Le contrat dans la présente entente prévoit des étapes critiques et dates butoirs, dont l'étape critique 1. Cette dernière spécifie qu'au 1^{er} mai 2023, le Fournisseur doit fournir au Distributeur copie de la recommandation du Recommandation du Comité d'examen des répercussions sur l'environnement et le milieu social (COMEX).

Demandes:

8.1 Veuillez fournir les faits saillants des recommandations du COMEX, notamment l'objet des oppositions au projet, s'il y lieu.

Réponse:

1

2

3

7

11

12

13

14

15

16

17

18

Le Distributeur souligne d'emblée que le COMEX recommande l'autorisation du projet. Bien que le projet ne soulève par ailleurs pas d'oppositions, des préoccupations subsistent d'un point de vue acceptabilité sociale et environnementale auprès de certains membres, notamment des aînés et des plus jeunes. Ils s'interrogent respectivement sur la technologie éolienne (impacts et inconvénients) et sur les bénéfices pour les communautés de Kuujjuarapik et de Whapmagoostui. Le promoteur envisage poursuivre ses activités d'information afin notamment d'améliorer la compréhension du public sur ces aspects.

En plus de réaliser ce programme de suivi couvrant certains aspects sociaux et environnementaux, le COMEX recommande aussi au promoteur la mise en place d'un comité de suivi et de concertation composé de membres représentant le promoteur, la communauté de la Première Nation de Whapmagoostui, la communauté de Kuujjuarapik, le Gouvernement de la nation crie, les maîtres de trappes, l'Association des chasseurs et des trappeurs et les utilisateurs du territoire.

Le rôle de ce comité sera notamment de veiller aux retombées économiques du projet, de prendre en compte les commentaires et plaintes de la population, de





2

3

7

8

9

10

11

participer à la révision du plan de mesures d'urgence. Il prendra également connaissance de l'information découlant des rapports d'inventaire, de surveillance et suivi et d'utilisation du territoire.

De plus, le comité doit également produire un plan de communication afin que les citoyens puissent être informés du projet à chaque phase et faire part, encore là, de leurs commentaires et préoccupations, le cas échéant.

Bref, le COMEX s'est assuré que les préoccupations soulevées lors des consultations soient prises en compte par le promoteur dans les recommandations émises. Conditionnellement au respect des conditions énumérées au rapport, le COMEX recommande par conséquent d'autoriser le projet.