RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE S.É.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.1

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 5, lignes 10 à 13 :

À la suite des travaux de raccordement, la centrale thermique alimentant actuellement le village de La Romaine sera démantelée. Les travaux de démantèlement sont exclus du projet soumis. Ces travaux seront réalisés l'année suivant la mise en charge de la nouvelle ligne de distribution, et ce, dans le cadre d'un autre projet.

Demande(s) :

a) Veuillez confirmer que ce nouveau projet dépassera 10 M$.

Réponse :

Le coût estimé de démantèlement et décontamination est inférieur à 10 M$.

b) Veuillez indiquer l'ordre de grandeur du coût de démantèlement de la centrale existante.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.1 du GRAME à la pièce HQD-5, document 2.

c) Est-ce que le futur Projet de démantèlement de la centrale existante inclura la réhabilitation du site ?

Réponse :

La réhabilitation environnementale est incluse dans les activités de démantèlement et décontamination.

d) Quelle que soit vos réponses aux questions précédentes, veuillez préciser les coûts anticipés de réhabilitation du site de la centrale existante et vers quelle date ces travaux seront réalisés, et quel sera le traitement de ces coûts et leur mode d'autorisation par la Régie.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.1.1 du GRAME, à la pièce HQD-5, document 2, et 1.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.

e) Veuillez expliquer les motifs du Distributeur pour ne pas avoir inclus au présent Projet le démantèlement de la centrale existante (et la réhabilitation de son site), vu l'interrelation de ces éléments avec le raccordement au réseau principal ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.2

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**,Ddossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 7, lignes 18 et 19 :

Le parachèvement, à l'automne 2013, de la route 138 jusqu'à Kegaska était alors insuffisant pour justifier la relance du projet.

Demande(s) :

a) En quelle année considérez-vous que la route 138 se rendra jusqu'au village de La Romaine?

Réponse :

Les dernières discussions du Distributeur avec le MTMDÉT[1] indiquent qu'un premier tronçon de 11 km de la route 138 (soit de la rivière Washicoutai jusqu'à l'aéroport de La Romaine) pourrait être terminé au cours de l'année 2020. Pour les deux autres tronçons, totalisant 39 km (soit de Kegaska jusqu'à la rivière Musquaro et de la rivière Musquaro jusqu'à la rivière Washicoutai), les travaux sont moins avancés et ne seront probablement pas terminés avant 2023, au plus tôt.

b) Veuillez élaborer et quantifier les diminutions de coûts dont le présent Projet de raccordement pourrait bénéficier s'il survenait alors que la route 138 serait déjà construite (ou en cours de construction simultanément et aux mêmes endroits que le raccordement).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.

[1] **Ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports.**

c) Veuillez élaborer et quantifier quant aux avantages pour les employés en charge du raccordement de bénéficier de la route 138 si elle est déjà disponible le long du tracé.

Réponse :

Une route 138 complétée faciliterait en partie l'acheminement du matériel et de la main d'œuvre requis pour la réalisation des travaux de construction de la ligne par les entrepreneurs. Cet avantage est estimé à 8 M$.

d) Veuillez indiquer dans quelle mesure des employés communs pourraient être utilisés à la fois pour le déboisement requis par la route 138 et pour le déboisement requis par le raccordement. Veuillez spécifier si d'autres employés pourraient également ainsi être mis en commun. Enfin, veuillez spécifier et quantifier en quoi cette mise en commun permettrait de réduire les coûts du raccordement.

Réponse :

Il appert de la réponse à la question 1.2 a) que les échéanciers du MTMDÉT ne permettent pas au Distributeur de planifier une mise en commun des effectifs pour les travaux de déboisement.

Aussi, à la suite des échanges avec le Conseil des Innus d'Unamen Shipu, le Distributeur confirme son intention de négocier, pour le déboisement de la partie de l'emprise de la ligne située à l'est de Kegaska, un contrat de gré à gré avec une entreprise désignée par Unamen Shipu.

e) Veuillez indiquer si le Projet de raccordement a été adapté de manière à résoudre l'important problème de dangerosité de la traverse actuelle de la rivière La Romaine, qui s'est soldé plusieurs fois par des décès accidentels. Hydro-Québec Distribution a-t-elle prévu fournir une aide financière à la communauté en vue d'aider à la résolution de ce problème (tel un PMVI dont les coûts feraient partie du Projet) ? Veuillez spécifier dans quelle mesure la simultanéité de la construction de la route 138 et du raccordement à cet endroit aiderait à répondre à ce besoin à moindre coût.

Réponse :

Avec égards, le Distributeur souligne que la rivière La Romaine est située près de 200 km à l'ouest du village du même nom, loin de la zone prévue des travaux.

Quant au Programme de mise en valeur intégrée (PMVI) il s'applique à des initiatives qui ont pour but d'améliorer le cadre de vie de la communauté en compensation d'impacts relatifs à la construction d'installations de transport.

Voir aussi les réponses aux questions 1.2 a) à d) concernant la simultanéité des travaux avec le MTMDÉT.

f) Veuillez énumérer des exemples de cas, à divers endroits du Québec, où des employés ont été utilisés en commun pour le déboisement requis pour une route et pour le déboisement requis par des lignes électriques. Dans chacun de ces cas, veuillez spécifier comment une telle mise en commun a pu se réaliser et les bénéfices qui en ont réalisé quant à la réduction des coûts de HQD.

Réponse :

Cette question dépasse le cadre de la présente demande. De surcroît, le Distributeur réitère qu'il ne peut arrimer son calendrier de réalisation à celui du MTMDÉT.

g) Veuillez élaborer sur la possibilité de dépenser (pour prolonger la vie de la centrale existante ou pour installer une génératrice d'urgence ou pour réduire la consommation) en attendant que le raccordement puisse s'effectuer simultanément ou après que la route 138 aura été prolongée, en comparant ce coût additionnel aux coûts additionnels (décrits en réponses b, c, d et e) découlant du fait que la route 138 n'est pas encore prolongée. Dans votre réponse, veuillez distinguer entre dépenser a) pour prolonger la vie de la centrale existante ou b) pour installer une génératrice d'urgence ou c) pour réduire la consommation).

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.2 a) et b).

Par ailleurs, comme mentionné lors de l'audience du 16 novembre 2017[2], des groupes mobiles d'urgence peuvent répondre à un besoin ponctuel afin de réaliser des travaux d'entretien planifiés ou d'urgence. Le Distributeur réitère que de tels groupes ne peuvent garantir, à long terme, la fiabilité de l'alimentation et de surcroît, ne répondent ni aux critères de fiabilité, ni aux exigences environnementales.

Quant à la proposition de l'intervenant de prolonger la vie de la centrale afin d'arrimer les travaux avec ceux de la route 138, le Distributeur estime qu'il ne s'agit pas d'une option envisageable compte tenu de l'incertitude liée à la planification des travaux de construction de la route.

h) Veuillez fournir un tableau des durées de vie (exprimées en nombre d'heures d'utilisation) déjà atteintes par les autres centrales thermiques des réseaux autonomes (et, dans le cas de remplacements au cours des 10 dernières années, des durées de vie atteintes au moment du remplacement)

[2] **Pièce A-0008, pages 86 à 88.**

Réponse :

Voir l'annexe 3C à la pièce HQD-2, document 2 (B-0011) du dossier R-3986-2016.

Le Distributeur souligne toutefois que le nombre d'heures d'utilisation ne saurait à lui seul permettre de juger de l'état de vétusté d'une centrale.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.3

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 11, lignes 10 et 11 :

Le projet proposé offre un IC moyen comparable, soit environ 30 heures en mode entretien supérieur.

Demande(s) :

a) Veuillez définir le « en mode entretien supérieur ».

Réponse :

Comme mentionné à la section 5 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), un entretien supérieur de la ligne comprendrait, entre autres, une patrouille préventive annuelle de l'ensemble du tronçon principal du réseau compris entre le poste de Natashquan et le village de La Romaine. Des interventions de maîtrise de la végétation plus adaptées à ce type de milieu seront mises en place, entre autres sous forme d'une activité de déboisement avec un cycle court, permettant de maintenir les acquis réalisés lors du dernier dégagement du réseau.

b) Quels sont les différents « mode entretien » et quelle est l'occurrence de chacun ?

Réponse :

Depuis de nombreuses années, le Distributeur a mis en place des cycles d'entretien pour la maîtrise de la végétation près de ses lignes. La durée des cycles dépend principalement de la croissance anticipée selon le type de végétation et l'emplacement géographique de la ligne. Dans le cadre d'un entretien supérieur, la durée des cycles d'élagage et de déboisement seraient plus courte pour offrir un dégagement d'au moins trois mètres entre les branches et les conducteurs moyenne tension du tronçon principal de la ligne qui alimentera éventuellement le village de La Romaine.

Contrairement aux activités de maîtrise de la végétation, il n'existe pas de cycle systématique pour la patrouille préventive des équipements sur les lignes de distribution, hormis pour les appareils majeurs (par exemple, interrupteurs, disjoncteurs et régulateurs). Les patrouilles ont lieu au besoin, notamment lorsque des incidents surviennent à répétition. Pour la ligne alimentant le village de La Romaine, le Distributeur prévoit mettre en place une patrouille annuelle couvrant l'ensemble des équipements de la ligne. Ces patrouilles annuelles réduiront assurément le nombre de pannes découlant d'un bris d'équipements.

c) Les autres centrales thermiques des réseaux autonomes de HQD sont-elles « en mode entretien supérieur ». Veuillez distinguer au besoin.

Réponse :

L'entretien de toutes les centrales des réseaux autonomes utilisées comme alimentation principale, comme celle de La Romaine, respecte des normes très élevées. Ces normes sont moins sévères uniquement dans le cas de centrales utilisées en réserve froide.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.4

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1 Document 1, page 12, lignes 11 à 14 :

Une surisolation de la ligne assurera une très bonne fiabilité pour cette section tout en permettant son exploitation à une tension supérieure sans investissement supplémentaire si les besoins de développement de la communauté de La Romaine ou de la Basse-Côte-Nord le justifient à plus long terme.

Demande(s) :

a) Quels seraient ces besoins futurs de la communauté envisagés par le Distributeur ?

Réponse :

L'ajout de résidences ou d'un bâtiment institutionnel représente les charges les plus plausibles pouvant faire dépasser le besoin en puissance estimé par le Distributeur sur un horizon de 30 ans.

b) Quel serait le niveau de la demande qui justifierait l'utilisation de la ligne à sa pleine tension?

Réponse :

Il faudrait une charge de plus de 6 MW sur le réseau de La Romaine pour envisager une exploitation à la pleine tension. Le Distributeur rappelle que la pointe actuelle du réseau est de l'ordre de 3,5 MW.

c) Que deviendrait alors la section de ligne à 25 kV? Veuillez bien expliquer pourquoi ?

Réponse :

Advenant une exploitation de la ligne à 161 kV, la section de ligne triphasée entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan deviendra l'alimentation principale pour les charges existantes du secteur dont la pourvoirie Hipu, appartenant à la communauté innue de Nutashkuan.

d) Est-ce que les besoins futurs envisagés par le Distributeur pourrait inclure l'alimentation éventuelle du projet possible de centrale Petit Mécatina ? Veuillez bien expliquer pourquoi ?

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, aucun projet de construction d'un complexe hydroélectrique sur la rivière Petit Mécatina n'est prévu à court ou moyen terme.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.5

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1 Document 1, Tableau 2, page 14 :

Terminer la construction de la section de ligne à 25 kV de 23 km débutée en 2010 entre Natashquan et la rivière Natashquan.	*Automne 2017 à l'automne 2018*

Demande(s) :

a) Êtes-vous toujours confiant de terminer la section de la ligne à 25 kV avant le 20 décembre 2018 ? Sinon quelle est la nouvelle échéance et pourquoi le report ? Cela reporte-t-il d'autres échéances ?

Réponse :

Ce tronçon a été ciblé pour être le premier réalisé parce que les poteaux sont déjà implantés depuis 2010. De plus, le matériel requis pour compléter les travaux pourra être livré sans délais importants.

Le Distributeur souhaite débuter les travaux sur cette section dès qu'il aura reçu l'autorisation de la Régie pour la réalisation du projet. S'il devait survenir, un report des travaux sur cette section ne compromettrait pas le projet. En effet, il existe d'autres fenêtres pour réaliser les travaux sur cette section, plus facilement accessible, avant la mise en service du projet à l'automne 2019.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.6

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1 Document 1, Tableau 2, page 14.

Demande(s) :

a) Advenant la nécessité d'exploiter le réseau à 161 kV, quel sont les ouvrages (sous-postes et section de lignes) qu'il faudrait alors remplacer et à quelles dates ?

Réponse :

Une exploitation à 161 kV amènerait le démantèlement des trois sous-postes requis dans la solution recommandée.

Toutefois, même en tenant compte du scénario fort de prévision de la demande[3] (plus d'un écart-type), il ne sera pas requis d'exploiter le réseau à 161 kV bien au-delà d'un horizon de 30 ans car, sur cet horizon, la charge en pointe anticipée demeurera largement inférieure à la charge de 6 MW qui justifierait l'exploitation de la ligne à cette tension.

[3] **Voir la figure 2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004).**

b) Veuillez chiffrer le coût de ces remplacements.

Réponse :

La mise en place d'un réseau à 161 kV impliquerait entre autres les éléments suivants :

- **construire une ligne à 161 kV d'environ 20 km entre le poste Natashquan et la rivière Natashquan ;**
- **construire un nouveau départ à 161 kV au poste de Natashquan ;**
- **construire un poste 161-25 kV à La Romaine ;**
- **convertir le réseau de La Romaine de 12,5 à 25 kV.**

Le coût de ces ajouts serait probablement de l'ordre de 60 M$.

Le Distributeur réitère que rien n'indique qu'il devra exploiter la ligne à une telle tension dans un horizon prévisible.

c) Comment prévoyez-vous qu'un tel coût additionnel sera autorisé par la Régie ? Par quel processus ?

Réponse :

Le cas échéant, le Transporteur déposera une demande à cet effet auprès de la Régie, selon le cadre réglementaire qui sera en vigueur à ce moment.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.7

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0009, HQD-1, Document 2, page 9, lignes 10-14 :

Le scénario à 161 kV offre une qualité de service supérieure à la solution retenue, mais à un coût près de 50 % plus important. Le Distributeur ne croit pas que la différence de qualité de service, somme toute minime, justifie une telle dépense. De plus, ce scénario repose sur une utilisation de la centrale actuelle sur trois années additionnelles.

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1, Document-1, page 17-18, lignes 11-14 :

4.2. Autres solutions analysés

● le raccordement par le biais du réseau de transport par une ligne à 161 kV sur pylônes en acier avec son poste – mise en service en 2022 ;

Demande(s) :

a) Veuillez expliquer les raisons ou les motifs pour lesquels le scénario alternatif d'une ligne à 161 kV propose des pylônes en acier alors que le scénario retenu d'une ligne exploitée à 34 kV mais construite à 161 kV propose des pylônes en portique de bois?

Réponse :

Le choix des poteaux de bois repose essentiellement sur les délais d'approvisionnement, qui sont beaucoup plus courts qu'avec l'acier.

b) Veuillez expliquer pourquoi le scénario 161 kV avec pylône d'acier demande trois années additionnelles d'utilisation de la centrale diesel?

Réponse :

Le Transporteur a évalué qu'un délai de cinq ans serait requis pour réaliser l'ingénierie et la construction d'une ligne en acier d'environ 100 km dans ce secteur. La centrale de La Romaine doit donc demeurer en opération au cours de cette période.

c) Quel la durée de vie d'une ligne sur portique de bois ?

Réponse :

La durée de vie d'une ligne sur portiques de bois est d'au moins 40 ans.

d) Quel est la durée de vie d'une ligne sur pylônes d'acier ?

Réponse :

La durée de vie des pylônes en acier est d'au moins 70 ans. Cependant les conducteurs et d'autres composantes (par exemple, les isolateurs) ont des durées de vie utile inférieures.

Le Distributeur rappelle que la solution d'une ligne à 161 kV sur pylônes en acier aurait un coût près de 50% plus important que la solution proposée.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.8

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0009, HQD-1, Document 2, Tableau 1, page 6 :

(en millions de $ actualisés 2017)	**Raccordement à 25 kV**	**Raccordement à 34 kV**	**Raccordement à 161 kV**	**Centrale thermique**
Investissements	88,4	83,1	122,9	54,9
Charges d'exploitation	57,4	48,2	68,3	148,4
Fourniture	*32,5*	*31,1*	*26,1*	-
Combustible	*2,3*	-	*12,2*	*114*
Exploitation et maintenance	*15,3*	*11,9*	*25,2*	*29,4*
Démantèlement	*7,3*	*5,2*	*4,7*	*5,1*
Taxes sur les services publics	6	5,5	8,3	3
Total	**151,8**	**136,8**	**199,5**	**206,3**

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0004, HQD-1, Document-1, page 12 de 25, ligne 12 :

Un premier sous-poste devra être construit près de la rivière Natashquan. Un deuxième sous-poste sera construit près du village de Kegaska pour offrir une alimentation de relève. Cette attache permettra de réparer et d'entretenir la section de ligne monophasée d'environ 45 km desservant actuellement ce village. Enfin, un troisième sous-poste devra être construit près de l'aéroport de La Romaine pour abaisser la tension.

Demande(s) :

a) Dans le raccordement 34 kV le coût d'investissement est de 83,1 M$. Est ce que ce coût inclut le coût des poteaux déjà implantés depuis 2010 ? Veuillez ventiler.

Réponse :

Les analyses économiques n'intègrent jamais les coûts déjà encourus et non récupérables.

b) Dans le raccordement 34 kV le coût d'investissement est de 83,1 M$. Est ce que ce coût inclus le coût des trois sous postes mentionnés? Veuillez ventiler.

Réponse :

Les investissements associés aux trois sous-postes sont intégrés à l'analyse économique. Les investissements en valeurs actualisées 2017 sont de 17 M$ pour les sous-postes et de 66 M$ pour les lignes.

c) Veuillez présenter de façon distincte le coût des divers éléments de cette construction à 34 kV, c'est à dire le coût des poteaux déjà implantés, le coût des 3 sous poste mentionnés et le coût de la ligne elle-même.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.8 b).

d) Veuillez expliquer l'écart de 5 M$ M$ entre le coût de fourniture du raccordement à 34 kV et celui à 161 kV.

Réponse :

Voir la section 3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0009).

e) Veuillez expliquer le niveau de la maintenance et de l'exploitation de 25,2 M$ pour le raccordement à 161 kV alors que cette rubrique n'est que de 11,9M$ pour le raccordement à 34 kV.

Réponse :

Voir la section 3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0009).

f) Veuillez expliquer le coût de combustible pour le scénario 161 kV.

Réponse :

Voir la section 3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0009).

g) Veuillez préciser les détails du coût de fourniture c'est-à-dire quels sont les coûts de production, quels sont les coûts de transport et quels sont les coûts du Distributeur.

Réponse :

Les coûts de fourniture utilisés sont les coûts évités du dossier R-4011-2017, présentés à la pièce HQD-5, document 4 (B-0019), tableau A-1 (Tous les usages – Fourniture - Transport).

h) Veuillez illustrer la méthodologie pour obtenir un coût actualisé de 31 M$ pour la fourniture du scénario 34 KV

Réponse :

Le Distributeur utilise la méthode standard d'actualisation des coûts, lesquels correspondent au produit de la demande prévue par les coûts évités.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.9

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0009, HQD-1, Document 2, page 7, lignes 16 et 17 :

Pour le dernier scénario, les coûts correspondent à l'exploitation à long terme d'une centrale thermique

Demande(s) :

a) Veuillez indiquer le nombre de groupes et leur taille respective dans ce scénario thermique.

Réponse :

Cinq groupes de l'ordre de 1 200 kW chacun ont été considérés pour l'estimation.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.10

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0009, HQD-1, Document 2, Tableau 2, page 9 :

	A-Raccordement à 25 kV	B-Raccordement à 34 kV	C-Raccordement à 161 kV	D-Nouvelle centrale thermique
Coût global en M$ actualisés 2017	151,8	136,8	199,5	206,3
Investissements en M$ actualisés 2017	88,4	83,1	122,9	54,9
Impact sur la qualité du service IC en heures d'interruptions annuelles	25	30	15	5

Demande(s) :

a) Avez-vous tenté d'évaluer en termes monétaires les différentes valeurs d'IC? Veuillez élaborer.

Réponse :

Aucune évaluation monétaire des différentes valeurs d'indice de continuité n'a été réalisée car les solutions impliquant la construction d'un réseau de distribution (raccordement à 25 kV ou à 34 kV) offrent un service assez similaire.

Comme mentionné à la pièce HQD1, document 2 (B-0009), par rapport à la solution proposée, la solution de raccordement à 25 kV offre une qualité de service légèrement supérieure mais à un coût plus important, en plus d'impliquer le maintien d'une centrale en réserve froide, avec les impacts environnementaux qui en découlent. Quant à la solution de raccordement à 161 kV sur pylônes en acier (réseau de transport), elle offre une qualité de service supérieure à la solution retenue mais à un coût près de 50 % plus important, tout en impliquant l'utilisation de la centrale actuelle sur trois années additionnelles. Quant à la construction d'une nouvelle centrale, elle est la plus coûteuse des quatre solutions analysées, en plus d'entraîner d'importants impacts environnementaux.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.11

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0009, HQD-1, Document 2, page 9, Note 1 : analyse économique sur une période de 30 ans.

Demande(s) :

a) Comment avez-vous déterminé la période de 30 ans pour effectuer l'analyse économique ? Est-ce basé sur la durée de vie de la ligne sur portique de bois ou sur la durée de vie de la centrale thermique (scénario D) ou selon une autre démarche ?

Réponse :

Dans le but de valider la robustesse économique de l'option de raccordement, l'analyse économique a été limitée à une période de 30 ans. Plus l'horizon d'analyse est éloigné, plus les erreurs de prévision sont importantes, notamment concernant les prix des combustibles. Une analyse sur un horizon de plus long terme ne ferait que renforcer les conclusions du Distributeur.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.12

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0017, HQD-4, Document 1, Page 3, Ligne 18-23 :

Dans des conditions optimales (aucune humidité, haut pouvoir calorifique de la biomasse, rendement optimal), le poids du carburant requis en biomasse est de 2,2 fois supérieur au diesel et le volume est d'environ 3,2 fois supérieur. La quantité de combustible achetée est donc plus de 2 fois supérieure au diesel.

Préambule :

Dans les dossiers de la Régie au plan d'approvisionnement du Distributeur le poids et le volume du diesel est exprimé en litres/kWh selon le rendement des moteurs. Par exemple au Nunavik dans le dernier plan d'approvisionnement (R-3986-2016), le rendement de moteurs est de 3,604 kWh/litre ou à l'inverse 277,4 litres/MWh.

Demande(s) :

a) Quel est selon le Distributeur le rendement moyen d'un groupe biomasse exprimé en Tonnes/MWh ?

Réponse :

Puisque la valeur calorifique de 1 000 litres de diesel équivaut à environ 2 tonnes de granules de bois, un rendement de 277,4 litres de diesel/MWh correspondrait donc à 0,5548 tonne de biomasse/MWh. Le Distributeur considère qu'une centrale à la biomasse, étant donné sa conception, aurait un rendement d'au moins 10 % inférieur à une centrale diesel. Le rendement équivalent serait donc de l'ordre de 0,6 tonne de biomasse/MWh.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.13

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0017, HQD-4, Document 1, Page 3, Ligne 24-26 :

Il est difficile de déterminer un coût d'achat pour la biomasse, car les coûts sont variables selon la source d'approvisionnement. Selon le Wood pellet association of Canada, le coût moyen des dernières années a atteint 162,87 $US/tonne.

Demande(s) :

a) Veuillez fournir des précisions ou une référence plus détaillée sur la source d'information du coût moyen ?

Réponse :

L'information est disponible en ligne à l'adresse suivante :

https://www.pellet.org/wpac-news/global-pellet-market-outlook-in-2017

b) Que veut dire « *a atteint » ?* Est ce qu'il s'agit de la valeur maximale d'une moyenne mensuelle ou annuelle ou autre ?

Réponse :

Il s'agit du coût moyen de 2009 à février 2017.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.14

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0017, HQD-4, Document 1, Page 4, Ligne 2-4 :

Le Distributeur estime que tous ces coûts peuvent facilement faire doubler l'investissement requis par rapport à une nouvelle centrale diesel, actuellement évalués à 55 M$.

Demande(s) :

a) Veuillez confirmer que cette estimation de 55 M$ pour une nouvelle centrale diesel est basé sur une centrale équivalente à celle en service actuellement soit 5,7 MW?

Réponse :

Le montant de 55 M$ actualisé 2017 correspond aux investissements associés au scénario Centrale thermique. Ce montant se décompose de la façon suivante :

Centrale thermique :	**39,2 M$ (48,5 M$ de réalisation)**
Réseau de distribution :	**21,5 M$ (23,1 M$ de réalisation)**
Valeur résiduelle :	**-5,8 M$**

b) Basé sur l'approximation précédente d'une nouvelle centrale diesel de 5,7 M$ au coût de 9649 $/kW veuillez confirmer que le Distributeur estime le coût approximatif d'une centrale biomasse à deux fois cette valeur soit 19298 $/kW.

Réponse :

Les investissements sont calculés selon les coûts requis pour alimenter la charge sur toute la période d'étude. Pour une centrale diesel, il est assez simple de remplacer un groupe diesel par un plus puissant, ce qui n'est pas le cas pour une unité à la biomasse.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.15

Référence(s) :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4010-2017, Pièce B-0009, HQD-1, Document 2, Tableau 2.

Demande(s) :

a) Hydro-Québec Distribution a amorcé une démarche en vue de se doter d'approvisionnements de source renouvelable dans tous ses réseaux autonomes, de gré à gré ou préférablement par appels d'offres. Veuillez décrire les démarches effectuées à ce jour quant au réseau de La Romaine, en spécifiant les dates et déposant les documents pertinents à cet égard.

Réponse :

Voir la section 2 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0009).

b) Quels sont les échanges oraux et écrits à ce jour entre Hydro-Québec Distribution et la communauté locale quant à un éventuel projet hydroélectrique sur la Rivière La Romaine ou au Lac Musquaro **qui s'ajouterait au présent raccordement**. Veuillez décrire les échanges effectués à ce jour, en spécifiant les dates et déposant les documents pertinents à cet égard.

Réponse :

Le Distributeur comprend que l'intervenant fait allusion à des discussions quant à un éventuel projet sur la rivière Olomane ou sur la rivière Musquaro. Comme mentionné lors de l'audience du 16 novembre 2017, lors des dernières rencontres entre le Distributeur et la communauté, les responsables du conseil d'Unamen Shipu n'ont formulé aucune demande à cet égard.

c) Est-ce que le tracé du présent Projet de raccordement serait propice à un raccordement futur à un éventuel projet hydroélectrique sur la Rivière La Romaine ou au Lac Musquaro. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les coûts d'intégration dépendent entre autres grandement de la puissance de la centrale envisagée. Le Distributeur analysera les demandes lorsqu'elles se présenteront.

d) Veuillez déposer une carte montrant le tracé prévu à La Romaine du raccordement et la localisation d'un éventuel projet hydroélectrique sur la Rivière La Romaine ou au Lac Musquaro.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.15 b) et 1.15 c).