Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

HQD - Demande d'autorisation pour le raccordement du village
La Romaine au réseau intégré
(R-4010-2017**)**

---

1. COÛT DES TRAVAUX DE DÉMANTÈLEMENT

Références

i. R-4010-2017, B-0004, page 5

Le raccordement serait effectué au moyen d'une nouvelle ligne de distribution sur une longueur d'environ 112 km dont une section d'environ 75 km sur portiques de bois exploitée à 34 kV. Par ailleurs, ce raccordement nécessite également la construction de trois sous-postes. Le coût des travaux est évalué à 114 M$ et la mise en service du Projet est prévue à la fin de l'année 2019.

ii. R-4010-2017, B-0004, page 5

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.

iii. R-4010-2017, B-0004, p. 20, Tableau 5 Résultats de l'analyse économique

TABLEAU 5 :
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

(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
Taxes sur les services publics	6,0	5,5	8,3	3,0
Total	**151,8**	**136,8**	**199,5**	**206,3**

iv. B-0009, Tableau 1, Résultats de l'analyse économique, page 6

TABLEAU 1 :
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

(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*	*114,0*
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	6,0	5,5	8,3	3,0
Total	**151,8**	**136,8**	**199,5**	**206,3**

v. R-3927-2015, D-2015-189, Paragraphes 111 et 112

6. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS (ASC 410)

[111] En vertu de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » des IFRS, le Transporteur et le Distributeur comptabilisent les obligations liées à la mise hors service (OLMHS) d'immobilisations dans la période au cours de laquelle naissent des obligations juridiques ou implicites à cet égard, lorsqu'il est possible de faire une estimation du montant correspondant. Le montant initialement constaté pour chaque provision découlant d'une obligation est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation corporelle visée et est amorti sur la durée de vie utile de celle-ci.

[112] La variation ultérieure due à l'écoulement du temps est comptabilisée aux charges financières, à titre de charge de désactualisation, dans la période au cours de laquelle la variation survient et le montant correspondant est ajouté à la valeur comptable de la provision. Les variations résultant de révisions périodiques des hypothèses sont comptabilisées comme une augmentation ou une diminution de la valeur comptable de la provision. Le coût correspondant de mise hors service est capitalisé comme partie de la valeur comptable de cette immobilisation et amorti sur la durée de vie restante de celle-ci, ou déduit jusqu'à concurrence de sa valeur comptable et alors comptabilisé en résultat net

Demandes

1.1 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Le Distributeur indique que les travaux de démantèlement de la centrale thermique sont exclus du projet soumis[1], que les investissements pour raccorder le village de La Romaine au réseau intégré s'élèvent à 114,4 M$[2] pour le raccordement à 34 kv, plus des charges d'exploitation de 31,1 M$, dont 5,2 M$ en coûts de démantèlement.

> **1.1.1** (Réf. i., ii., iii. et vi.) Veuillez indiquer la part des coûts de démantèlement associée à la décontamination du site de la centrale ?
>
> **1.1.2** (Réf. i., ii., iii. et vi.) Veuillez indiquer la part des coûts de démantèlement associée à la décontamination des sites d'entreposage des combustibles ?

1.2 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Concernant les coûts de démantèlement associés à la décontamination du site de la centrale et du, ou des site(s) d'entreposage des combustibles, le Distributeur a-t-il à sa disposition :

> **1.2.1** Une analyse précise de l'ampleur de la problématique de contamination des sols ?
>
> **1.2.2** Une analyse précise des coûts pouvant y être associés ?
>
> **1.2.3** Si oui, veuillez déposer ces analyses, ou le résumé de ces dernières.

1.3 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Concernant les coûts de démantèlement associés à la décontamination du site de la centrale et du, ou des site(s) d'entreposage des combustibles, le Distributeur a-t-il procédé à une évaluation de l'ampleur de dépassement des coûts qui pourraient survenir ? Veuillez expliquer.

---

[1] B-004, page 5
[2] B-004, page 14

1.4 (Réf. iv.) Le Tableau 1 présente le détail des résultats de l'analyse économique selon 4 options. On constate que les coûts de démantèlement varient selon les options. Est-ce 7 M$ ou environ 5 M$?

Veuillez expliquer pourquoi :

1.4.1. Les coûts de démantèlement pour l'option de raccordement à 25 kV sont plus élevés que ceux du raccordement à 34 kV, considérant le fait que dans les deux cas la centrale actuelle est démantelée ?

1.4.2. Les coûts de démantèlement pour l'option de raccordement à 161 kV sont moins élevés que ceux du raccordement à 34 kV, considérant le fait que dans les deux cas que la centrale actuelle est démantelée ?

1.4.3 Les coûts de démantèlement pour l'option de reconstruction de la centrale thermique sont moins élevés que ceux du raccordement à 34 kV, considérant dans les deux cas que la centrale actuelle est démantelée ?

1.5. (réf. iv. et v.), Les coûts de démantèlement pour l'option de reconstruction de la centrale thermique sont indiqués à titre de charges dans l'analyse économique soumise. Veuillez préciser si ces coûts s'additionnent à ceux autorisés selon la norme comptable liée aux *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations* ?

1.5.1. Si oui, veuillez détailler les coûts de mise hors service capitalisés comme partie de la valeur comptable de la nouvelle centrale ?

1.5.2. Si non, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas considéré l'ajout des coûts de démantèlement à même les investissements de la nouvelle centrale, au lieu de les considérer à titre de charges d'exploitation. Ces derniers ne devraient-ils pas être ajoutés aux coûts des investissements ?

2. FIABILITÉ DU SERVICE

Références

i. R-4010-2017, B-0004, page 11

La solution retenue pour alimenter le village de La Romaine doit offrir, à la communauté, une qualité de service acceptable. Rappelons que la solution recommandée en 2009 prévoyait le maintien de la centrale existante en réserve froide pour relever l'ensemble des charges du village lors d'une indisponibilité prolongée de la ligne d'alimentation projetée. Cette relève aurait occasionné un indice de continuité (IC) moyen d'environ 25 heures. Le projet proposé offre un IC moyen comparable, soit environ 30 heures en mode entretien supérieur. Le Distributeur prévoit construire une section de ligne d'environ 75 km conçue selon les critères de ligne de transport afin que celle-ci soit en mesure de résister aux conditions climatiques extrêmes de ce secteur difficile d'accès. La solution recommandée comprend également la construction d'un sous-poste près de Kegaska pour offrir une relève à la centaine de clients du secteur. La nouvelle solution technique, plus robuste que la ligne de distribution à 25 kV prévue initialement, permet au Distributeur d'offrir un niveau de qualité de service acceptable sans s'appuyer sur la présence d'une centrale en réserve froide.

ii. R-4010-2017, B-0004, page 21

5. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE SERVICE

À la suite du raccordement du village de La Romaine au réseau de distribution d'Hydro-Québec, l'IC pourrait se détériorer, puisque la centrale thermique ne sera pas maintenue en réserve froide. Toutefois le Distributeur mettra en place un programme d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, lequel permettra de diminuer l'IC à environ 30 heures. Un tel programme 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. Un cycle de contrôle de la végétation plus court serait également mis en place pour obtenir un dégagement plus important entre les conducteurs et les branches d'arbres.

iii. R-4010-2017, B-0004, page 12

Par la suite, une section de ligne devra être construite sur une distance approximative de 75 km en terrain accidenté et dont l'accessibilité est restreinte. Pour cette raison, le Distributeur prévoit construire une ligne sur portiques de bois exploitée à 34 kV, conçue selon les critères de ligne de transport, qui est mieux adaptée à ce type de terrain (voir le tracé « Nouveau réseau sur portique de bois » à la figure 4). 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.

iv. R-4010-2017, B-0004, page 11

Sur la Basse-Côte-Nord, les conditions climatiques sont particulièrement difficiles l'hiver, avec des accumulations généralement importantes de neige. De plus, ce territoire est réputé pour sa brume très dense en bordure de la côte et l'air salin y est omniprésent. Cette zone peut également être affectée par de sévères tempêtes de verglas, combinées avec de forts vents.

v. R-3956-2015, B-0045, page 5

Tableau R1.1
Durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet
Croissance des besoins de la clientèle

Immobilisations	Durée de vie utile moyenne
Lignes	55 ans
Postes	40 ans
Lignes et postes	47 ans

<u>Préambule : Solution proposée</u>

Une ligne à 25 kV avec une portion renforcée à 34 kV au coût de 114 M$, avec VGA à 137 M$ qui inclus les coûts d'exploitation.

Demandes

2.1 (Réf. i.). Pour les fins de comparaisons avec l'option de la ligne à 34 kV retenue par le Distributeur, dans la situation actuelle sans raccordement, veuillez identifier l'indice de continuité du réseau de la Romaine ?

2.2 (Réf. ii.) Afin de diminuer l'IC à 30 heures, le Distributeur propose l'ajout d'un programme d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, comprenant une patrouille préventive et un cycle plus court de contrôle de la végétation. Veuillez préciser sur quelle période de temps ont été pris en compte les coûts de la patrouille préventive et du contrôle de la végétation dans l'analyse économique.

2.3 (Réf. ii. et v) Veuillez fournir les coûts d'une patrouille préventive et d'un cycle plus court de contrôle de la végétation sur une période 55 ans, plus près de la durée de vie des équipements de transport d'électricité ?

2.4 (Réf. iii.) Veuillez préciser l'estimation des interventions qui seront nécessaires en entretien préventif ou correctif, selon les sections des trajets du projet de raccordement à 34 kV. Plus précisément, quelles parts des coûts seront dédiées au trajet sur portique de bois de 75 km et quelle part des coûts sera nécessaire pour l'entretien du prolongement de la ligne NAT-224 sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan conçu selon l'ancien projet datant de 2009 composé de monopoteaux ?

Fiabilité de l'alimentation

2.5 (Réf. iii.) Concernant l'option retenue pour la ligne 34 kV, compte tenu des conditions climatiques difficiles l'hiver (accumulation importante de neige, tempêtes de verglas et forts vents[3]), veuillez détailler l'impact d'un IC de 30 heures sur la clientèle d'une qualité de service de type acceptable et l'impact des aléas du climat sur les pannes de réseau.

2.6 (Réf. iii. et iv.). Le prolongement de la ligne NAT-224 sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan[4] a été conçu selon l'ancien projet datant de 2009 composé de monopoteaux, avec la centrale thermique en réserve froide. Pour la question du niveau de qualité de service, le Distributeur a-t-il évalué la possibilité d'améliorer la solution technique de l'option du raccordement à 34kV, soit de mettre en place des structures en portiques de bois entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan ?

2.7 (Réf. iii. et iv.). Quels en seraient les coûts additionnels, les bénéfices sur l'amélioration de la qualité du service, donc de l'IC et possiblement la réduction des coûts d'entretien préventif et de maîtrise de la végétation sur cette portion (prolongement de la ligne NAT-224) du tracé ?

2.8 Le critère N-1 est celui qui est adopté par la très grande majorité des compagnies fournissant l'énergie électrique; cela s'applique autant aux centrales qu'aux postes de transformation et aux lignes. Que devient ce critère lorsque l'alimentation dépend d'une seule ligne dans un environnement hostile et sujet à des vents chargés d'humidité saline (cette humidité saline est le problème des lignes de transport qui longe des étendues d'eau salée) ?

[3] B-004, page 10
[4] B-004, page 12

2.9 Le Distributeur a-t-il envisagé des solutions pour garantir la fiabilité d'alimentation du village La Romaine, du moins en partie avec un ou des groupes diesel d'urgence ?

2.10 Veuillez détailler votre réponse précédente en incluant l'impact sur l'amélioration de l'IC.

2.11 Afin d'atteindre un IC semblable à celui d'une ligne à 161KV, combien de génératrices de secours seraient nécessaires, indiquer également les coûts associés, incluant les besoins de stockage de carburant et les coûts de carburant ?

Questions sur les solutions sans centrale

2.12 Pourquoi un raccordement renforcé à 34 kV coûte moins cher en investissement qu'à 25 kV (83 M$ vs 88 M$) alors que la tension 25 kV est la tension presque normalisée dans les réseaux de distribution du Québec ?

2.13 Pourquoi en est-il de même pour les charges d'exploitation plus onéreuses à 25 kV ?

2.14 Est-il exact que la solution à 161 kV, qui est plus onéreuse pour les investissements à cause de la conception de la ligne (plus robuste) et de stages de transformation de puissance (transformateurs), devrait apporter une meilleure qualité d'alimentation de par sa robustesse et sûrement un meilleur contrôle de la tension ?

2.15 Le niveau de tension 161 kV relève du Transporteur et non du Distributeur; veuillez confirmer que les charges d'exploitation sont bien attribuées au Distributeur ?

3. AUTRES OPTIONS D'ALIMENTATION

Références

i. R-4010-2017, B-0015, acétates 11 et 12

Demandes

3.1 (Réf. i - acétate 11, Exemple d'intégration d'énergie solaire) Veuillez préciser les taux de pénétration d'énergie et de puissance, considérant la présence de stockage d'énergie.

3.2 (Réf. i - acétate 11, Exemple d'intégration d'un parc éolien) Veuillez préciser les taux de pénétration d'énergie et de puissance, considérant la présence de stockage d'énergie.

3.3 (Réf. i) Concernant les solutions alternatives présentées par le Distributeur, le GRAME constate que l'option combinée du solaire, intégré à un parc éolien n'a pas été envisagée. Veuillez commenter la possibilité de combiner des projets d'intégration d'énergie solaire avec un parc éolien, avec la technologie de stockage permettant de valoriser l'énergie excédentaire et une centrale de moindre envergure, mais suffisante pour assurer le critère de puissance garantie.