

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-042

R-4010-2017

6 avril 2018

PRÉSENTE :

Lise Duquette
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande d'autorisation pour le raccordement du village
La Romaine au réseau intégré*

Intervenants :

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
Stratégies énergétiques (SÉ).**

1. DEMANDE

[1] Le 31 juillet 2017, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie), une demande d'autorisation de construire et d'acquérir les immeubles et les actifs nécessaires pour le raccordement du village La Romaine au réseau intégré du Distributeur (le Projet).

[2] Le 11 août 2017, la Régie publie un avis aux personnes intéressées dans lequel elle fixe au 24 août 2017 la date limite pour faire parvenir une demande d'intervention. Elle y précise que l'examen du dossier se fera par voie de consultation. En outre, la Régie demande au Distributeur d'apporter des compléments à sa preuve au plus tard le 15 septembre 2017.

[3] Le 11 septembre 2017, la Régie demande au Distributeur de lui confirmer la réception de l'avis du 11 août 2017 par les autorités pertinentes des Innus de Unamen Shipu.

[4] Le 15 septembre 2017, le Distributeur transmet à la Régie un complément de preuve et la confirmation de réception de l'avis par les Innus de Unamen Shipu.

[5] Le 4 octobre 2017, la Régie rend la décision D-2017-113¹ portant sur la reconnaissance du statut d'intervenant, le cadre d'examen du dossier et les budgets de participation. Elle convoque une audience afin d'examiner d'autres solutions que le raccordement au réseau ou la construction d'une nouvelle centrale. Elle indique qu'un calendrier procédural sera émis au terme de cette audience.

[6] L'audience se déroule le 16 novembre 2017. Le Distributeur y présente d'autres options de production d'électricité pouvant être considérées et l'analyse qu'il en fait.

[7] Le 24 novembre 2017, la Régie rend la décision procédurale D-2017-129 portant sur le calendrier procédural.

¹ Décision [D-2017-113](#).

[8] Le 16 janvier 2018, le Distributeur répond aux demandes de renseignements (DDR) de la Régie et des intervenants.

[9] Le 26 janvier 2018, les intervenants SÉ et GRAME déposent leur mémoire.

[10] Le 2 février 2018, la Régie transmet une deuxième DDR. Le Distributeur y répond le 16 février 2018.

[11] Le 21 février 2018, le Distributeur dépose son argumentation. Celles du GRAME et de SÉ sont déposées respectivement le 23 et le 26 février 2018.

[12] Le 28 février 2018, le Distributeur dépose sa réplique. La Régie entame alors son délibéré.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[13] Le Distributeur présente la demande pour le Projet en vertu des articles 31(1)(5^o) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi) et des articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*³ (le Règlement).

[14] En vertu du Règlement, le Distributeur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 10 M\$. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner la demande⁴.

² [RLRO, c. R-6.01](#).

³ [RLRO, c. R-6.01, r. 2](#).

⁴ Article 2 du [Règlement](#).

3. ANALYSE DES EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES

3.1 HISTORIQUE DU PROJET

[15] En février 2009, le Distributeur dépose auprès de la Régie une demande, conformément à l'article 73 de la Loi, en vue d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs requis au raccordement du village La Romaine (le Village) au réseau intégré du Distributeur.

[16] Le projet initial vise un raccordement au moyen d'une ligne à 25 kV d'environ 100 km, longeant le tracé prévu de la route 138 dans le cadre de son prolongement. Il prévoit également le maintien de la centrale actuelle en réserve froide. La mise en service doit avoir lieu en 2011.

[17] Par sa décision D-2009-080⁵, la Régie autorise le projet initial pour un montant de 32,1 M\$. Dans cette décision, la Régie rappelle l'historique des projets envisagés par le Distributeur :

« [23] Jusqu'en 1998, le Distributeur préconisait la construction d'une petite centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane, à quelques kilomètres en amont du village, pour remplacer la centrale diesel de La Romaine. Le projet de petite centrale hydroélectrique a été abandonné à la suite d'une résolution du conseil de bande d'Unamen Shipu refusant le projet.

[24] En 2001, le conseil de bande mandatait la firme SNC-Lavalin pour la réalisation d'une étude de faisabilité indépendante pour la construction et l'exploitation d'une centrale privée d'environ 5 MW sur la rivière Olomane. Le coût de construction est alors évalué à 20 M\$. Ce projet avait besoin de la centrale diesel du Distributeur pour combler les creux de production en période de faible hydraulité. Les négociations n'ont jamais abouti et ce projet a été mis de côté. La communauté innue d'Unamen Shipu a récemment redémarré les discussions avec le Distributeur pour un projet hydraulique de 5 à 10 MW.

[...]

⁵ Dossier R-3688-2009, décision [D-2009-080](#).

[28] *La Régie notait également qu'en 2004, six ans après la résolution de 1998 rejetant un projet d'Hydro-Québec sur la rivière Olomane, le Distributeur envisageait encore alimenter le village de La Romaine par la réalisation d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome avec la communauté. À cette époque, il indiquait que dans l'éventualité où le projet de construction d'une centrale hydroélectrique avec la communauté n'était pas accepté, le raccordement semblait le projet le plus rentable d'un point de vue économique. Dans sa décision D-2005-178 concernant le plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, la Régie encourage le développement d'un projet de construction d'une centrale hydroélectrique à La Romaine »⁶.*

[notes de bas de pages omises]

[18] Dans cette même décision, la Régie note les éléments suivants motivant son autorisation :

« [17] L'alimentation électrique de La Romaine se fait actuellement par une centrale diesel vétuste dont la capacité sera bientôt insuffisante pour les besoins de la communauté. Le Distributeur indique que, dans l'éventualité où ce mode d'alimentation de source thermique était retenu pour l'avenir, des investissements importants seraient nécessaires pour faire une réfection majeure de la centrale et en augmenter la capacité, voire pour en construire une nouvelle, et ce, dès 2015 ».

[...]

[20] Le Distributeur indique que la ligne sera construite en milieu hostile et difficile d'accès (marécages, tourbières, roc affleurant, traversées de cours d'eau). Elle sera aussi exposée à des conditions climatiques difficiles (verglas de 65 mm, vents violents, brume, air salin, neige abondante). Elle devra donc être conçue et construite en prenant en compte ces données incontournables. Dans la mesure du possible, la ligne sera construite dans l'emprise du prolongement de la route 138, dont le déboisement a débuté.

[...]

[35] Le Projet est nécessaire en raison de la vétusté de la centrale diesel qui alimente actuellement le village et dont la capacité sera insuffisante à l'horizon 2015. Les données de prévisions de la demande et de la charge, fournies par le

⁶ Décision [D-2009-080](#), p. 8 et 9.

Distributeur, révèlent que la capacité de la centrale sera atteinte lors de la pointe hivernale 2015-2016.

[...]

[52] Le Distributeur explique que la ligne envisagée dans le Projet sera de conception dite « robuste » pour faire face aux conditions climatiques difficiles de la Basse-Côte-Nord. Elle sera également « surisolée » pour tenir compte de l'air salin qui prévaut et de son éventuelle exploitation à 34 kV. De plus, elle sera construite principalement dans des tourbières et sur le roc. Sa construction en période hivernale, l'absence de lien routier sur plus de la moitié de sa longueur et la présence d'imposantes rivières sont autant de facteurs qui feront augmenter ses coûts de construction. Enfin, son éloignement des grands centres entraînera des coûts supplémentaires importants de transport de la main-d'oeuvre, des matériaux et du matériel.

[...]

[55] La Régie prend acte que la centrale thermique existante sera maintenue en réserve froide pour assurer une alimentation de secours rapidement disponible, au moins jusqu'à ce que La Romaine soit reliée au réseau routier et tant que les coûts d'exploitation afférents seront minimes.

[56] La Régie prend acte aussi que la nouvelle ligne à 25 kV sera de conception robuste pour faire face aux conditions climatiques difficiles de la Basse-Côte-Nord et pourra offrir une alimentation de relève pour le village de Kégaska ».

[nous soulignons]

[19] À la suite de cette autorisation, le Distributeur lance un premier appel d'offres public à l'automne 2010 pour la construction d'une section de ligne de 23 km. Les prix soumis par les entrepreneurs se révèlent largement supérieurs aux estimations initiales du Distributeur. Devant cet état de fait, le Distributeur annule l'appel d'offres⁷.

[20] Le projet est finalement suspendu en 2012 en attendant un contexte plus favorable pour sa relance. Le parachèvement, à l'automne 2013, de la route 138 jusqu'à Kegaska est alors jugé insuffisant pour justifier la relance du projet.

⁷ Pièce [B-0002](#), p. 2.

[21] En 2015, le Distributeur procède à de nouvelles études en fonction du prix du carburant et des investissements requis pour maintenir en opération, au-delà de 2020, la centrale vieillissante de La Romaine. Un diagnostic de l'état de la centrale, qui date du début des années 70, démontre que la majorité des équipements de celle-ci ont maintenant dépassé leur durée de vie utile et que plusieurs systèmes importants présentent des problèmes d'exploitation et une dégradation significative⁸.

[22] Pendant cette même période, le Distributeur met en place un nouveau processus d'affaires pour l'approvisionnement des réseaux autonomes en lançant des appels de propositions, l'objectif étant de solliciter le marché privé afin que des solutions plus économiques que le mode de production actuel soient proposées⁹.

[23] Le Distributeur précise au présent dossier, ainsi que lors de divers suivis auprès de la Régie¹⁰, qu'il n'a pas procédé à un appel de propositions pour la conversion du réseau de la Romaine car les délais pour assurer un approvisionnement fiable étaient trop courts en raison de la fin de vie utile de la centrale¹¹.

[24] La mise à jour, réalisée en 2016, de l'analyse économique sur la base des prévisions de prix de combustible, des coûts évités d'approvisionnement en réseau intégré et des investissements nécessaires pour procéder au raccordement confirme que la solution du raccordement au réseau est la plus avantageuse. Compte tenu de l'urgence découlant de la vétusté de la centrale, le Distributeur ajoute que cette approche est la plus prudente¹².

[25] Le Distributeur souligne qu'il indique dans son Plan d'approvisionnement 2017-2026¹³, qu'il compte procéder au raccordement du Village au réseau intégré. Ce Projet implique l'autorisation d'une nouvelle solution technique et, conséquemment, l'abandon du projet soumis en 2009¹⁴.

⁸ Pièces [B-0002](#), p. 2, et [B-0004](#), p. 7 et 8.

⁹ Décision [D-2017-140](#), p. 85.

¹⁰ Rapport annuel 2015, dossiers R-3980-2016 et R-3986-2016.

¹¹ Pièce [B-0020](#), p. 11.

¹² Pièce [B-0009](#), p. 5 et 6.

¹³ Dossier R-3986-2016.

¹⁴ Pièces [B-0004](#), p. 6 et 7 et [B-0009](#), p. 6.

3.2 MISE EN CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET

[26] Le Village est situé sur la Basse-Côte-Nord, au confluent de la rivière Olomane et du Golfe du Saint-Laurent. Il est situé à environ 100 km au nord-est de Natashquan et n'est pas relié au réseau routier, la route 138 s'arrêtant à Kegaska depuis septembre 2013. Les seuls accès demeurent par bateau durant la saison navigable ou par avion ou hélicoptère lorsque les conditions climatiques le permettent.

[27] 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.

[28] L'alimentation électrique du Village se fait actuellement par une centrale diesel, construite au début des années 1970, d'une puissance installée de 5,7 MW. Elle consomme environ 3,7 millions de litres de diesel par année.

[29] À la fin de l'année 2016, le réseau de la Romaine compte environ 400 abonnements. Au cours des 10 dernières années, les abonnements et la demande en puissance à la pointe connaissent une croissance inférieure à 1 % par année. À l'hiver 2016-2017, la demande en puissance s'établit à environ 3,5 MW. Cependant, le Distributeur précise qu'il doit opter pour une solution offrant une marge de manœuvre minimale de 500 kW pour éviter de nuire au développement de cette communauté¹⁵.

[30] Le Distributeur rappelle que :

« Le Projet initial prévoyait le maintien de la centrale existante en réserve froide dès la mise en service de la ligne d'alimentation en 2011, de façon à assurer une alimentation de secours rapidement disponible en cas de pannes prolongées. Malgré l'état de vétusté de la centrale, le Distributeur estimait qu'à court terme, aucun investissement ne serait nécessaire pour la maintenir en réserve froide et que les coûts d'entretien serait minime, soit quelque 25 000 \$ annuellement. L'hypothèse d'utilisation de la centrale en réserve froide était estimée à 100 heures de fonctionnement par année. Or, comme le projet ne s'est pas réalisé,

¹⁵ Pièce [B-0004](#), p. 8.

la centrale a dû être maintenue en fonctionnement continu, accélérant ainsi son usure »¹⁶.

[31] En 2016, tel que mentionné précédemment, le Distributeur constate que la majorité des équipements de la centrale ont dépassé leur durée de vie utile. Plusieurs systèmes importants sont dégradés et présentent des problèmes d'exploitation significatifs. La centrale est donc en fin de vie et une solution doit être trouvée rapidement pour continuer de fournir une alimentation fiable pour le Village.

3.3 DESCRIPTION DU PROJET

[32] Considérant la relative proximité du Village avec le réseau intégré (112 km), le Distributeur a retenu comme solution le raccordement de la communauté à celui-ci sans maintenir la centrale thermique actuelle en réserve froide. Les poteaux du premier tronçon de 23 km ont déjà été plantés dans le cadre du projet initial de 2009. Ce réseau de distribution de 25 kV, qui longe la route 138, sera alimenté et relié à un nouveau sous-poste près de la rivière Natashquan. De plus, une section de ligne d'une longueur approximative de 75 km sera construite sur un terrain accidenté difficilement accessible. Le Distributeur construira donc une ligne de type transport sur portiques de bois, isolée à 161 kV et exploitée à 34 kV, donc mieux adaptée pour ce type d'environnement.

[33] Cette solution a déjà été présentée aux diverses communautés impliquées au printemps 2017. Les gens du milieu sont ouverts au raccordement du Village au réseau intégré d'Hydro-Québec et au démantèlement de la centrale thermique actuelle.

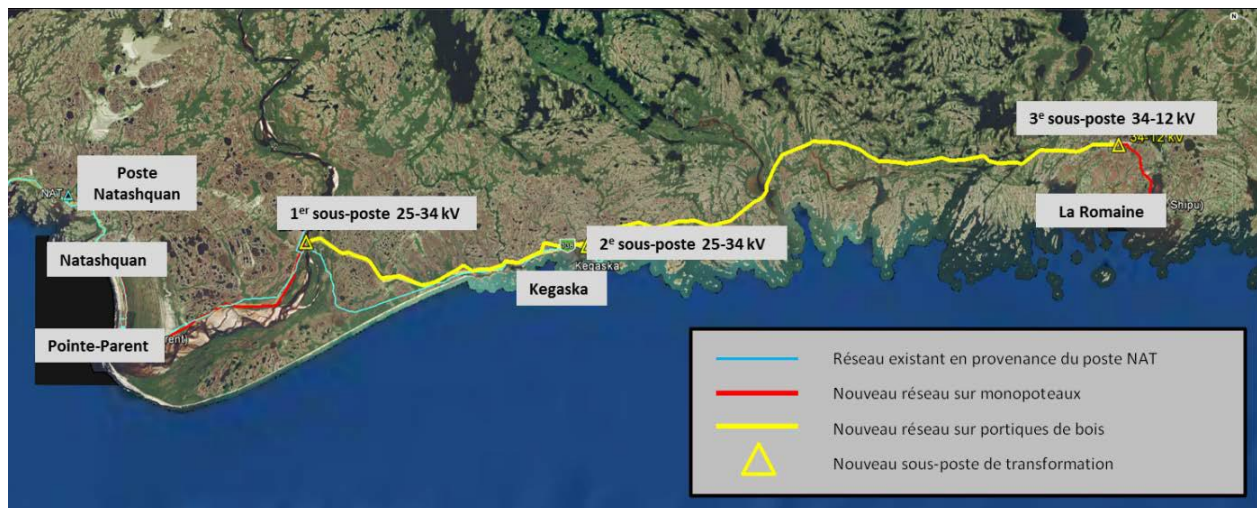
[34] D'autres rencontres sont prévues pour présenter, entre autres, le tracé de la future ligne et l'emplacement des futurs sous-postes. Elles permettront également d'amorcer les négociations touchant la réalisation d'une partie des travaux par les communautés locales et la maximisation des retombées économiques locales. Aussi, des études environnementales seront réalisées afin d'identifier les mesures à mettre en place pour limiter les impacts du Projet sur les communautés.

¹⁶ Pièce [B-0004](#), p. 8.

[35] Plus précisément, le réseau de distribution sera prolongé à partir du poste de Natashquan sur une distance d'environ 112 km, dont :

- 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan avec une ligne de distribution robuste standard à 25 kV, dont les poteaux ont déjà été installés, à la suite de l'autorisation de 2009;
- 75 km en terrain accidenté et difficile d'accès, avec une ligne sur portiques de bois exploitée à 34 kV, conçue selon les critères de ligne de transport et avec une isolation supérieure pour une plus grande robustesse et la flexibilité de passer à un niveau de tension supérieur dans l'éventualité d'une croissance de la demande.

FIGURE 1
LOCALISATION ET TRACÉ PRÉLIMINAIRE DU FUTUR RÉSEAU ÉLECTRIQUE
VERS LA ROMAINE



Source : Pièce [B-0004](#), p. 12.

[36] 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.

[37] Enfin, un troisième sous-poste sera construit près de l'aéroport de La Romaine pour maintenir le plus longtemps possible la tension d'exploitation du Village à son niveau actuel, soit 12 kV. Le Distributeur mentionne que la conversion du réseau à une

tension de 25 kV, prévue dans le Projet initial, n'est plus nécessaire avec la nouvelle configuration de raccordement proposée.

[38] Pour maintenir le plus longtemps possible la tension d'exploitation du Village à 12 kV, le Distributeur devra construire deux lignes triphasées d'environ 7 km entre celui-ci et l'aéroport. Ce choix technique permettra de transférer l'ensemble des charges de La Romaine sur le poste de Natashquan dès que la construction des nouvelles lignes sera complétée.

[39] Cette solution technique offre la marge de manœuvre minimale de 500 kW permettant de faire face à une croissance des abonnements.

[40] Les travaux s'échelonneront sur une période de deux ans. Ils devront être complétés avant la fin du mois d'octobre 2019 pour éviter l'utilisation de la centrale existante durant l'hiver 2019-2020.

3.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[41] Dans sa preuve initiale, le Distributeur souligne les différents scénarios qu'il a envisagés en plus du scénario retenu¹⁷ :

- le raccordement par le biais d'une ligne à 25 kV et la construction d'une nouvelle centrale thermique en réserve froide – mise en service en 2019;
- 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;
- la construction d'une nouvelle centrale thermique avec un sous-poste – mise en service en 2022.

[42] Les autres solutions envisagées consistent donc en des raccordements au réseau intégré à différents niveaux de tension ou la construction d'une nouvelle centrale thermique. La solution à 25 kV implique toutefois la construction d'une nouvelle centrale thermique pour la laisser en réserve froide.

¹⁷ Pièce [B-0004](#), p. 17 et 18.

[43] Le 11 août 2017, la Régie demande un complément de preuve sur les solutions alternatives au raccordement au réseau :

« [...] le chapitre 4.2 Autres solutions analysées présente trois variantes du scénario de raccordement au réseau intégré et un scénario de construction d'une nouvelle centrale thermique. La Régie considère que le tableau 5, présentant les résultats de l'analyse économique de ces scénarios, devrait fournir plus de renseignements, notamment au niveau des charges d'exploitation.

Enfin, la Régie note du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec que le Distributeur prévoyait pour 2017 un appel d'offre pour des projets communautaires ou d'énergies renouvelables pour la conversion pour le village de La Romaine (p. 24). La Régie ne retrouve pas cette information au chapitre 4.2 de la preuve. Il serait pertinent d'élaborer sur ce point. [...] »¹⁸.

[nous soulignons]

[44] Dans sa décision D-2017-113¹⁹, la Régie souligne que l'examen de la justification du Projet et des solutions alternatives doit inclure des projets qui pourraient se substituer au raccordement au réseau intégré ou des combinaisons de ceux-ci dans la recherche d'une solution optimale. C'est pourquoi elle convoque une audience pour s'assurer que le Distributeur a envisagé et analysé l'ensemble des solutions ou combinaisons de solutions techniques potentielles pour assurer l'alimentation du Village et non seulement celles indiquées à la section 4.2 de la preuve initiale.

[45] Le Distributeur présente en audience d'autres options d'alimentation qui intègrent des sources d'énergie renouvelable :

- un jumelage diesel et éolien (dont 2 MW en éolien) ou diesel et solaire;
- l'intégration de 2 MW d'énergie photovoltaïque;
- une centrale hydroélectrique de 5 MW sur la rivière Olomane.

¹⁸ Pièce [A-0002](#).

¹⁹ Décision [D-2017-113](#), p. 7 et 8.

[46] Avec ces solutions potentielles, le Distributeur fournit son cadre d'analyse. Il souligne qu'afin d'être considérée comme une solution, une option d'alimentation doit répondre aux critères suivants :

- garantir la puissance;
- poursuivre la mise en œuvre de sa stratégie de conversion des réseaux autonomes;
- et participer à l'atteinte des objectifs énoncés par le gouvernement du Québec dans sa Politique énergétique 2030²⁰.

[47] La garantie de puissance est un critère de conception essentiel.

[48] En raison du caractère intermittent de l'énergie éolienne et solaire ainsi que des creux de production d'une centrale hydraulique liés à un potentiel de faible hydraulité de la rivière Olomane, le Distributeur souligne que ces options nécessitent la construction, soit du Projet, soit d'une nouvelle centrale, afin de garantir la puissance. Le Distributeur conclut ainsi que ces options ne peuvent être retenues :

« Les autres options d'alimentation ne présentent pas les caractéristiques requises pour être considérées comme des solutions alternatives dans le présent contexte :

- *À moins d'un jumelage avec le diesel ou d'un raccordement avec le réseau intégré, elles ne rencontrent pas le critère de puissance garantie*
- *Elles sont d'emblée non comparables au plan économique »²¹.*

[49] À la demande de la Régie, le Distributeur présente également une analyse sommaire des coûts d'un projet de centrale électrique à la biomasse. Il en arrive à la conclusion suivante :

« [...] Le Distributeur estime que les coûts d'exploitation et de maintenance d'une centrale biomasse serait environ le double de ceux d'une centrale diesel, soit un coût additionnel de l'ordre de 30 M\$.

En somme, les coûts de construction, d'exploitation et de maintenance d'une centrale à la biomasse pourraient facilement atteindre environ 170 M\$ et ce, en

²⁰ Pièces [B-0015](#), p. 8, et [A-0009](#), p. 23 à 33.

²¹ Pièce [B-0015](#), p. 15.

excluant le coût de la biomasse. Ces seuls coûts dépassent de 35 M\$ ceux du projet de raccordement proposé. Lorsqu'on y ajoute les coûts du combustible, ceux de son transport et de sa manutention, les coûts de démantèlement de la centrale actuelle de même que les investissements nécessaires à l'adaptation des infrastructures (quai), il est clair que cette option d'alimentation ne peut être considérée comme une solution alternative dans le présent contexte »²². [notes de bas de pages omises]

[50] L'examen du dossier montre que l'état de vétusté de la centrale actuelle est un élément clé invoqué au soutien de la demande d'autorisation du Projet. Or, cet état est connu depuis de nombreuses années et a été un élément essentiel pris en considération lors de l'autorisation du projet de 2009. La Régie ne peut alors qu'exprimer son étonnement et son incompréhension lorsque le Distributeur semble pris par surprise par la situation et affirme, cinq ans après la suspension des travaux initiaux, qu'il n'a pas eu le temps de se lancer dans des démarches exploratoires, sans garantie de résultats, en raison de l'état de vétusté de la centrale²³.

[51] Par ailleurs, ce sont les coûts largement supérieurs à ceux alors anticipés par le Distributeur pour le raccordement au réseau intégré qui ont amené ce dernier à suspendre le projet en 2012.

[52] Il y a, dès lors, également lieu de s'étonner que le Distributeur revienne, cinq ans plus tard, avec une demande d'autorisation pour un nouveau projet de raccordement au réseau intégré à un coût presque deux fois supérieur à ceux ayant justifié la suspension du projet initial.

[53] C'est pourquoi la Régie a voulu s'assurer que le Distributeur a bien considéré l'ensemble des options d'alimentation alternatives au raccordement au réseau intégré. La Régie note, à cet égard, que l'analyse de certaines de ces solutions alternatives n'a été présentée par le Distributeur qu'à la suite des demandes de la Régie au présent dossier.

[54] Cela dit, après examen, l'ensemble de la preuve fournie par le Distributeur convainc la Régie que le raccordement du Village au réseau intégré constitue, dans les circonstances, la meilleure solution pour assurer son alimentation en électricité de manière fiable.

²² Pièce [B-0017](#), p. 4.

²³ Pièce [B-0020](#), p. 11.

3.5 ANALYSE ÉCONOMIQUE

[55] L'analyse économique du Distributeur démontre que c'est la ligne à 34 kV qui est la plus économiquement avantageuse, en comparaison des trois autres scénarios analysés par le Distributeur. Compte tenu de l'état de la centrale actuelle, celle-ci ne serait pas maintenue en réserve froide et serait démantelée (ainsi que son parc à carburant) à la suite de la mise en service du Projet, prévue en décembre 2019. Le coût de ce démantèlement est inclus aux fins de l'analyse économique, mais ne fait pas partie de la demande d'autorisation.

[56] Le tableau 1 présente les résultats de l'analyse économique des quatre scénarios, incluant les charges d'exploitation²⁴ :

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

[57] En ce qui a trait aux investissements, les trois premiers scénarios incluent le coût des nouvelles lignes. Le scénario de raccordement à 25 kv inclut les coûts de construction d'une nouvelle centrale en réserve froide. Le dernier scénario représente le coût de construction d'une nouvelle centrale thermique.

[58] Pour les options de raccordement, le coût de fourniture représente le coût d'achat d'électricité nécessaire pour l'alimentation du Village, basé sur les coûts évités en réseau intégré. Si le coût diverge entre les divers scénarios, c'est en raison de l'année de leur mise en service qui peut différer. De plus, les taux de perte électriques diffèrent également.

²⁴ Pièce [B-0009](#), p. 6.

[59] Le coût du combustible représente le coût nécessaire à l'alimentation de la centrale thermique. Au scénario de raccordement à 25 kV, il correspond à l'utilisation de la centrale thermique maintenue en réserve froide. Au scénario de raccordement à 161 kV, il correspond au maintien de la production thermique pendant trois années additionnelles, en raison d'une mise en service prévue en 2022.

[60] Le tableau 2 présente les coûts et les bénéfices de chacun des quatre scénarios²⁵ :

TABLEAU 2
COÛTS ET BÉNÉFICES DES SCÉNARIOS

	<i>Raccordement à 25 kV et construction nouvelle centrale en réserve froide</i>	<i>Raccordement à 34 kV sans centrale en réserve froide</i>	<i>Raccordement à 161 kV</i>	<i>Nouvelle centrale thermique</i>
	<i>MES 2019</i>	<i>MES 2019</i>	<i>MES 2022</i>	<i>MES 2022</i>
Coût global en M\$¹ actualisé 2017	151,8	136,8	199,5	206,3
Investissements en M\$¹ actualisé 2017	88,4	83,1	122,9	54,9
Impact sur la qualité de service : IC en heures d'interruption annuelles	25 heures	30 heures	15 heures	5 heures
Impacts sur l'environnement :				
<i>Réduction de la consommation annuelle de diesel (litres)</i>	-3 720 kL	-3 800 kL	-3 800 kL	0 kL
<i>Consommation annuelle de diesel (litres)</i>	80 kL	0 kL	0 kL	3 800 kL
<i>Réduction des GES</i>	Oui	Oui	Oui	Non

[61] L'analyse économique a été effectuée sur une période de 30 ans suivant la mise en service de la ligne. Le Distributeur considère ne pas avoir à faire de mise à jour des coûts, malgré l'annonce imminente du prolongement de la route 138 :

« Les scénarios analysés tiennent compte des liens routiers existants, dont le prolongement de la route 138 jusqu'à Kegaska, complété à l'automne 2013. En conséquence, aucune mise à jour de l'analyse économique n'est requise »²⁶.

²⁵ Pièce [B-0009](#), p. 9.

²⁶ Pièce [B-0020](#), p. 6.

[62] Le scénario proposé à 34 kV répond aux objectifs de conversion énergétique des réseaux autonomes. En plus d'être le plus économique, il permet de réduire l'empreinte environnementale du Distributeur. La mise en service prévue en 2019 de la ligne assure un remplacement de la centrale thermique actuelle dans un délai raisonnable. Cette solution offre également une bonne qualité de service.

[63] Le raccordement à 25 kV offre une qualité de service légèrement supérieure, mais à un coût plus important. Il implique l'utilisation d'une centrale thermique à des fins de fiabilité.

[64] 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, qu'il considère minime, justifie une telle dépense. De plus, ce scénario repose sur une utilisation de la centrale actuelle pendant trois années additionnelles.

[65] La construction d'une nouvelle centrale thermique est la solution la plus coûteuse des quatre analysées. En outre, elle implique l'émission d'une importante quantité de gaz à effet de serre (GES). Pour ces raisons, le Distributeur juge que cette solution est inacceptable, bien qu'elle offre une meilleure qualité de service.

3.6 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[66] Le coût total des divers travaux associés au Projet est estimé à 114,4 M\$, incluant une réserve pour imprévus de 13,4 M\$. Ce montant est largement supérieur au montant autorisé en 2009 pour le raccordement du Village. Le Distributeur présente au tableau 3 les éléments constitutifs des coûts annuels des projets de 2009 et de 2017 :

TABLEAU 3
COÛTS ANNUELS DU PROJET DE 2009 ET DU PROJET DE 2017
(EN M\$ COURANTS)²⁷

Rubriques	Projet 2009	Projet 2017	Écart	% écart total
Ingénierie	4,4	9,8	5,4	6,6 %
Travaux civils	-	1,0	1,0	1,2 %
Travaux électriques souterrains	-	-	-	0,0 %
Travaux électriques aériens	21,3	82,3	61,0	74,2 %
Sous-total	25,7	93,1	67,4	82,0 %
Réserve pour imprévus	3,9	13,4	9,5	11,6 %
Sous-total	29,6	106,5	76,9	93,6 %
Frais financiers capitalisés	2,6	7,9	5,3	6,4 %
TOTAL	32,2	114,4*	82,2	100,0 %

* Note : des dépenses de 3,9 M\$ réalisées dans le cadre du projet 2009 sont comprises dans le Projet 2017.

[67] Le Distributeur mentionne que ce tableau démontre que l'écart entre les coûts du projet de 2009 et de celui de 2017 est essentiellement lié aux travaux électriques aériens. Environ la moitié du montant additionnel de 61 M\$ lié à ces travaux est attribuable à la réévaluation de leur coût à la suite du résultat des appels de propositions lancés à l'automne 2010. En effet, les prix soumis par les entrepreneurs pour la construction de la ligne entre Natashquan et Kegaska se sont révélés largement supérieurs aux estimations initiales.

[68] La seconde moitié de ce montant de 61 M\$ découle de la décision de ne pas maintenir la centrale existante en réserve froide, ce qui a nécessité une refonte importante de la conception de la ligne afin d'offrir une qualité de service équivalente au projet initial. Ainsi, selon cette nouvelle conception, les travaux prévoient à présent :

- la construction d'une ligne sur portiques de bois de 75 km;
- la construction de deux sous-postes aux extrémités de la section sur portiques de bois, qui sera exploitée à 34 kV;
- la construction d'un sous-poste de relève pour le village de Kegaska.

²⁷ Pièce [B-0020](#), p. 8.

[69] Le Distributeur indique que, dans l'éventualité où le coût total du Projet dépasserait de plus de 15 % le montant autorisé par son conseil d'administration (incluant la réserve pour imprévus), il devra obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier²⁸.

[70] La Régie note l'analyse des principaux risques associés au Projet sur laquelle le Distributeur a basé sa réserve pour imprévus²⁹ :

TABLEAU 4
ANALYSE DES PRINCIPAUX RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET

Éléments de risques	Impact (k \$)	Impact délai (mois)	Probabilité d'occurrence (%)	Impact pondéré (k\$)
Environnement difficile	9 000		50	4 500
Frais de main-d'œuvre	5 700		75	4 275
Augmentation du coût de réalisation pour assurer le respect de l'échéancier des travaux	5 400		50	2 700
Acceptabilité du tracé	6 000	6	25	1 500
Impact total pondéré				12 975

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

[71] Le Distributeur explique que la décision de ne pas maintenir la centrale existante en réserve froide a nécessité une refonte importante du Projet afin d'offrir une qualité de service équivalente au projet initial. Ainsi, entre la rivière Natashquan et l'aéroport de La Romaine, la ligne d'environ 75 km, initialement prévue sur monopoteaux, a été revue sur des portiques de bois³⁰.

²⁸ Pièce [B-0004](#), p. 15.

²⁹ Pièce [B-0004](#), p. 16.

³⁰ Pièces [B-0004](#), p. 11, [B-0020](#), p. 9, et [B-0026](#), p. 3 et 4.

[72] Selon le Distributeur, ce scénario offre une bonne qualité de service, avec un indice de continuité (IC) d'environ 30 heures en mode entretien supérieur. Le coût additionnel de ce mode d'entretien a été pris en compte dans l'analyse économique de la solution³¹.

[73] Le GRAME est d'avis qu'un IC de 30 heures en mode entretien supérieur peut être préjudiciable à la clientèle du Village. Il recommande que soit analysée l'opportunité qu'une génératrice mobile d'urgence soit déjà sur place pour assurer sans délai, en cas de panne, l'alimentation des centres névralgiques de la communauté³².

[74] SÉ considère également que la baisse de qualité de service, anticipée sur le réseau de La Romaine après son raccordement, constitue une source d'inquiétude et que c'est plutôt à l'inverse que l'on aurait dû s'attendre. L'intervenante souligne que même si le Distributeur indique que la ligne projetée est plus robuste et fera l'objet d'un entretien et de traitement de la végétation accrus, il serait nécessaire de suivre pendant les premières années de raccordement le niveau de qualité de service de la nouvelle ligne.

[75] Si ce suivi devait alors révéler que la qualité de service mérite d'être bonifiée, il serait alors souhaitable que la centrale diesel actuelle ne soit pas démantelée. Selon l'intervenante, une utilisation ponctuelle de la vieille centrale pour pallier des pertes de service pourrait être envisagée puisque bon nombre de centrales diesel des réseaux autonomes continuent encore de fonctionner même après le dépassement de leur nombre maximal d'heures. L'intervante rappelle par ailleurs qu'à Schefferville, une génératrice d'urgence est maintenue en place de façon permanente³³.

[76] Dans sa réplique, le Distributeur expose son refus de ces propositions du GRAME et de SÉ³⁴.

3.8 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[77] Comme la réalisation du projet impliquera de traverser des zones sensibles sur le plan environnemental, la Régie prend acte qu'une analyse environnementale sera

³¹ Pièce [B-0004](#), p. 18, 19 et 21.

³² Pièces [C-GRAME-0008](#), p. 12, et [C-GRAME-0011](#), p. 3.

³³ Pièce [C-SÉ-0012](#), p. 7 à 9.

³⁴ Pièce [B-0030](#), p. 2 et 3.

effectuée pour déterminer les mesures d'atténuation requises et de formuler les demandes d'autorisation environnementale applicables. De façon non limitative, la réalisation du projet pourrait notamment prévoir l'obtention des autorisations gouvernementales suivantes :

- un certificat d'autorisation pour la réalisation de travaux en milieux hydriques auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*³⁵;
- un permis d'occupation temporaire du territoire pour réaliser les fouilles archéologiques;
- un permis d'occupation du territoire pour le déboisement et la construction de la ligne, impliquant des négociations avec les communautés autochtones.

[78] Le Distributeur précise que les démarches seront entreprises au moment de la réalisation des études d'ingénierie détaillée.

4. OPINION DE LA RÉGIE

[79] Lors de l'approbation d'un projet d'investissement tel que celui qui est soumis, la Régie doit prendre en considération la sécurité d'approvisionnement du Village.

[80] La Régie estime, à cet égard, qu'il eut été préférable que le Distributeur agisse plus tôt en regard de la fiabilité de l'alimentation de ses consommateurs.

[81] En ce qui a trait aux coûts du Projet, la Régie juge important de souligner que si le projet de raccordement donne, de prime abord, accès à de l'hydroélectricité non émettrice de GES, il implique cependant un investissement considérable.

³⁵ [RLRQ, c. Q-2.](#)

[82] À la suite de l'examen de l'ensemble de la preuve présentée par le Distributeur, la Régie conclut que cet investissement est nécessaire afin de répondre aux enjeux de pérennité pour l'alimentation en électricité du Village.

[83] Par ailleurs, la Régie note que le Distributeur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par la présente décision.

[84] En conséquence, la Régie autorise la réalisation du Projet. Le Distributeur ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature et les coûts.

[85] La Régie demande au Distributeur de dénoncer à la première occasion, dans le cadre de son rapport annuel ou lors d'un dossier tarifaire, tout dépassement de plus de 15 % des coûts du projet autorisé.

[86] De plus, la Régie demande au Distributeur de lui fournir, lors du dépôt du rapport annuel, jusqu'à la réalisation complète du Projet, les renseignements suivants :

- un suivi de l'échéancier du Projet par rapport à celui présenté au Tableau 2 de la preuve³⁶;
- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, cumulatifs et annuels, par rapport aux coûts prévus, sur le modèle du Tableau 3 de la preuve³⁷, en détaillant toutefois les Travaux électriques aériens qui représentent plus de 70 % des coûts du Projet en fonction des coûts liés aux :
 - sous-postes,
 - lignes en 25 kV,
 - lignes en 34 kV,

en détaillant, pour chacun de ces trois éléments du Projet, les coûts :

- de main-d'œuvre interne,
- de main-d'œuvre externe,
- des équipements reliés à la construction,

³⁶ Pièce [B-0004](#), p. 14.

³⁷ Pièce [B-0004](#), p. 15.

- des matériaux de construction,
- des approvisionnements,
- et l'explication des retards, le cas échéant, et des coûts projetés et réels.

[87] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande d'autorisation du Distributeur;

AUTORISE le Distributeur à réaliser le Projet visant le raccordement du village La Romaine au réseau intégré de distribution, tel que présenté dans la preuve soumise à l'appui de sa demande d'autorisation;

DEMANDE au Distributeur de présenter dans son rapport annuel le suivi prévu au paragraphe 86 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des éléments décisionnels de la présente décision.

Lise Duquette

Régisseur

Représentants :

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) représentée par M^e Simon Turmel;

Stratégies énergétiques (SÉ) représentée par M^e Dominique Neuman.