

Annexe A
Raccordement du réseau électrique
du village Waskaganish
au réseau de transport – Étude de planification

Rapport de planification

portant sur le

**Projet de raccordement du réseau électrique du village
Waskaganish au réseau de transport**

**Programme d'équipement réseaux régionaux
Direction Planification des actifs et affaires réglementaires
Hydro-Québec TransÉnergie**

Mars 2003

Projet de raccordement du réseau électrique du village Waskaganish au réseau de transport

SOMMAIRE

Cette étude de planification fait suite à une demande formelle d'Hydro-Québec Distribution d'alimenter le village Waskaganish à partir du réseau principal d'Hydro-Québec. En vertu, d'une part, de l'*Entente concernant une nouvelle relation entre le gouvernement du Québec et les Cris du Québec*, signée le 7 février 2002, et d'autre part, de la *Convention relative à la ligne de transport de Waskaganish (la Convention)*, Hydro-Québec Distribution doit prendre en charge l'alimentation électrique du village Waskaganish à partir du réseau principal d'Hydro-Québec.

Dans le cadre de la *Convention de la Grande-86*, les premières études ont débuté il y a près de 10 ans. Depuis, le contexte a évolué. À l'époque, plusieurs solutions ont été analysées en partie ou en totalité. La venue de la centrale Eastmain 1 permet l'élaboration d'autres solutions. De plus, la technologie s'étant développée, d'autres solutions faisant appel à des convertisseurs peuvent s'appliquer et offrir des avenues intéressantes. Cette étude permet donc de faire un consolidé de toutes ces solutions et de les comparer entre elles.

La *Convention* statue sur la solution à appliquer pour les besoins de l'alimentation du village Waskaganish. Cette solution consiste en la construction d'une ligne aérienne exploitée à 69 kV entre le poste Némiscau et un futur poste satellite localisé à proximité du village Waskaganish.

Cette étude de planification démontre que la solution faisant l'objet de la *Convention* est la plus optimale en matière de coûts actualisés et d'investissements pour un raccordement au réseau de transport. La technologie utilisée étant largement répandue, les risques techniques sont minimisés.

Les solutions analysées sont présentées brièvement. Cependant, le niveau de détails est plus que suffisant pour permettre une bonne compréhension de la technologie utilisée, des problèmes à contourner et des enjeux.

L'analyse économique est également présentée de façon succincte. Les hypothèses qu'il a fallu élaborer ne remettent pas en cause le rang de chacune des solutions.

La conclusion est plus qu'évidente. La solution consistant à construire une ligne monoterne 69 kV isolée à 120 kV sur pylônes d'acier entre le poste Némiscau et le futur poste satellite localisé au village Waskaganish s'impose. Ce choix minimise les investissements et offrira une qualité de service comparable à ce que l'on retrouve ailleurs en province pour des postes alimentant des régions éloignées. Cette solution est évidemment conforme à la *Convention relative à la ligne de transport de Waskaganish*.

Cette solution permettra d'alimenter une charge électrique de type résidentiel (et petites industries) allant jusqu'à 12 MVA. Le coût total est évalué à 61,6 M\$ par Hydro-Québec Équipement. Les échéanciers prévoient une mise en service pour octobre 2006.

Projet de raccordement du réseau électrique du village Waskaganish au réseau de transport

Le réseau de distribution actuel au village est à 4,16 kV. Tel que signifié par Distribution, à ce niveau de tension, chaque artère ne pourra excéder 2,3 MVA. Sur un horizon de 15 ans, cela implique l'addition de quatre départs additionnels. Un coût supplémentaire de l'ordre de 2 M\$ est donc à prévoir. En contrepartie, la conversion du réseau de distribution à la tension normalisée de 25 kV impliquera des coûts de l'ordre du million de dollars. Les avantages d'exploiter un réseau de distribution à 25 kV, la minimisation des pertes électriques et l'économie de 1 M\$ font en sorte que c'est l'alternative la plus intéressante. Le poste satellite du village Waskaganish sera donc un poste normalisé 69/25 kV.

Finalement, s'il advient une charge dépassant les 12 MVA, il sera possible de convertir les postes Waskaganish et Némiscau afin d'exploiter ce réseau à 120 kV. La charge maximale pourra ainsi atteindre près de 30 MVA. Le coût de conversion est sommairement estimé à près de 10 M\$.

TABLE DES MATIÈRES

1	OBJECTIF DE L'ÉTUDE	1
2	CONTEXTE ET HISTORIQUE.....	2
3	PROBLÉMATIQUE	3
4	SOLUTIONS POSSIBLES	4
4.1	SOLUTIONS D'ALIMENTATION SELON UN CONCEPT CONVENTIONNEL (60 Hz)	4
4.1.1	<i>Solution 1 - Ligne Némiscau - Waskaganish</i>	<i>5</i>
4.1.2	<i>Solution 2 - Ligne Eastmain - Waskaganish.....</i>	<i>9</i>
4.1.3	<i>Solution 3 - Ligne centrale Eastmain-1 - Waskaganish</i>	<i>10</i>
4.2	SOLUTION D'ALIMENTATION UTILISANT DES CONVERTISSEURS (16 Hz).....	11
4.2.1	<i>Solution 4 - Ligne Némiscau - Waskaganish (16 Hz)</i>	<i>11</i>
4.3	SOLUTION D'ALIMENTATION UTILISANT DES CONVERTISSEURS (ALIMENTATION CC)	12
4.3.1	<i>Solution 5 - Ligne Némiscau - Waskaganish (alimentation CC).....</i>	<i>12</i>
5	ANALYSE ÉCONOMIQUE.....	14
6	AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS NON QUANTIFIABLES	17
7	CHOIX DE LA SOLUTION	19
8	CONCLUSION ET RECOMMANDATION	21

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1.1	Solution 1 - Ligne Némiscau – Waskaganish (60 Hz), Alternatives conservées	8
Tableau 4.2.1	Solution 4 - Ligne - Némiscau - Waskaganish (16 HZ), Alternatives conservées	13
Tableau 4.3.1	Solution 5 - Ligne - Némiscau - Waskaganish (Alimentation CC), Alternative conservée...	13
Tableau 5.1	Sommaire de l'étude économique	16
Tableau 6.1	Avantages et inconvénients non quantifiables des solutions conservées	18
Tableau 7.1	Ligne Némiscau – Waskaganish exploitée à 69 kV sur pylônes d'acier, Coûts du projet retenu	20

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1	Avis technique sur la nécessité ou non d'avoir des câbles de garde pour la ligne 69 kV Némiscau-Waskaganish avec les pylônes haubanés
Annexe 2	Prévision de charges, version 2002
Annexe 3	Schémas unifilaires de la solution recommandée
Annexe 4	Demande d'Hydro-Québec Distribution

1 Objectif de l'étude

Cette étude fait suite à une demande d'Hydro-Québec Distribution (voir annexe 4) d'alimenter le village Waskaganish à partir du réseau de transport provincial. L'objectif de la présente étude est de déterminer la solution technico-économique la plus optimale pour le raccordement du dit village au réseau de transport.

L'ensemble des solutions applicables sont examinées, puis comparées entre elles au niveau technique et économique. Toutes les analyses ont été effectuées à partir de la prévision de charges réalisée par le Distributeur en 2002.

La conception des installations devra répondre à l'ensemble des normes et critères applicables à Hydro-Québec.

La mise en service des installations des installations ne devra pas excéder la date demandée par le distributeur, soit décembre 2006.

2 Contexte et historique

À l'heure actuelle, le réseau électrique alimentant le village Waskaganish n'est pas relié au réseau provincial. Ce petit village est alimenté, en mode îlot, à partir d'une centrale diesel. Afin de restreindre la demande électrique, donc la production à partir des groupes diesel, le chauffage des bâtiments du village, ainsi que le chauffage de l'eau, est réalisé à partir de systèmes à l'huile.

Le projet d'entente de *la Convention de la Grande-86* prévoyait le raccordement du village Waskaganish au réseau provincial. Au début des années 1990, une première étude de planification a été réalisée par Hydro-Québec. De cette étude découlèrent deux options. L'option retenue consistait en la construction d'une ligne monoterne 120 kV exploitée à 69 kV sur portiques de bois entre le poste Némiscau et le futur poste Waskaganish. Les avant-projets ont été réalisés en grande partie avant d'être suspendus. Un groupe de travail composé de représentants de la Réserve indienne, d'Hydro-Québec et des Affaires indiennes du Nord Canadien a été mis en place afin d'évaluer trois nouvelles alternatives.

1. Construction d'une ligne 69 kV (Némiscau - Waskaganish) et d'un poste à Waskaganish.
2. Agrandissement de la centrale diesel.
3. Construction d'une mini-centrale de 6 MW dont la réserve indienne serait propriétaire.
4. Installation d'un parc éolien. La réserve indienne serait propriétaire de ces installations.

Les activités de ce groupe de travail ont été suspendues à la fin de 1994.

En juin 1999, l'unité Relations avec les autochtones demandait à TransÉnergie de mettre à jour le dossier concernant l'alimentation du village Waskaganish. Le scénario retenu ayant mené aux deux avant-projets a alors été réévalué. À ce scénario de base s'est ajoutée une alternative faisant appel à une technique utilisée pour alimenter les réseaux ferroviaires en Europe. Afin d'évaluer ce scénario, un groupe de travail formé par un fournisseur externe et Hydro-Québec a été, par la suite, mis sur pied.

En 2001, les avant-projets, dans une version sommaire, ont été réalisés. Dans un même temps, le groupe de travail cité précédemment s'est concentrée sur l'alternative utilisant des convertisseurs à basse fréquence et a fourni les détails techniques et les coûts relatifs à son implantation.

Le 7 février 2002, une *Convention relative à la ligne de transport de Waskaganish* a été conclue entre la **Bande de Waskaganish, le Grand conseil des Cris et l'Administration régionale crie, Hydro-Québec** et la **Société d'énergie de la Baie James**.

3 Problématique

La problématique entourant le raccordement du village Waskaganish au réseau provincial est relativement complexe et présente des défis de taille. D'une part, l'éloignement du village par rapport aux postes sources implique des limitations au niveau de la puissance maximale disponible. Il va de soi que la solution retenue est intimement liée à la prévision de charges. Un ajout de quelques MW par rapport à la charge estimée peut avoir des répercussions importantes sur le coût total d'un éventuel projet, et sur l'ampleur des modifications à apporter dans le futur.

Le type de charge est également un élément très important. Étant donné que le court-circuit maximal disponible à Waskaganish est relativement faible, toute variation de la charge entraînera nécessairement une variation du niveau de tension. Une connaissance aiguë du type de charge permettra donc d'évaluer la puissance maximale des blocs de charges afin de limiter, à l'intérieur des seuils admissibles, les variations de tension.

Le tracé de la ligne doit également composer avec la géographie du milieu, les conditions climatiques extrêmes et la nature des sols. Ce dernier élément est très sensible, car la conception de pylônes adaptés permettra de sauver plusieurs millions de dollars sur l'ensemble du projet.

L'accessibilité de la ligne projetée est également un élément important à évaluer. Toute ligne se doit d'être accessible presque en tout temps pour entretien et réparation, et ce, peu importe les conditions climatiques.

Finalement, du fait de l'éloignement du village, la technologie utilisée doit être fiable, afin de minimiser le nombre et la durée des pannes.

4 Solutions possibles

Les solutions énumérées au présent chapitre ont été évaluées en tenant compte des divers critères¹ de TransÉnergie (qualité de l'onde, capacité ferme de transformation, etc.). Ces solutions vont du concept dit "standard" (60 Hz), au concept utilisant des convertisseurs (16 Hz, alimentation CC).

Poste Waskaganish – partie moyenne tension

Le village Waskaganish est actuellement alimenté à partir d'un réseau de distribution dont le niveau de tension est de 4,16 kV. Ce niveau de tension fait en sorte que chaque artère peut alimenter une charge n'excédant pas 2,3 MVA. Selon la charge actuelle, deux artères sont présentement en service à Waskaganish. Sur un horizon de quinze années, selon le scénario fort de la prévision de charges, il faudra ajouter 4 artères supplémentaires, donc 4 départs supplémentaires au poste Waskaganish. L'addition des 4 départs 4,16 kV est évaluée à environ 2 M\$.

Pour un niveau de tension se situant à 25 kV, chaque artère peut admettre une charge de 13 MVA. Puisque deux départs sont prévus au poste Waskaganish, sur le même horizon, aucun départ supplémentaire n'est donc requis. En contrepartie, il faudra procéder à la conversion du réseau de distribution, dont le coût est estimé à 1 M\$.

Les économies de coûts impliquées en procédant à la conversion du réseau de distribution, les avantages au niveau de l'entretien, les contraintes impliquées par le passage de cinq lignes de distribution et la minimisation des pertes électriques font en sorte que le poste Waskaganish sera un poste dont le niveau de tension du côté moyenne tension sera de 25 kV.

4.1 Solutions d'alimentation selon un concept conventionnel (60 Hz)

Sont énumérées dans la présente section, les solutions d'alimentation à 60 HZ ainsi que leurs variantes. Afin d'alléger le rapport et la portée des études, il a fallu limiter le choix des variantes aux plus prometteuses. Les variantes non présentées pouvaient, dans certains cas, être équivalentes du point de vue technique. Cependant, les coûts correspondants les disqualifiaient du point de vue économique.

Les coûts présentés pour chacune des variantes ont été estimés à partir des avant-projets et études préliminaires réalisés à ce jour. Ces coûts sont donc raisonnablement précis et donnent une bonne appréciation du coût total de chacune des variantes.

¹ Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition - août 1996

À chacune des lignes analysées, il était possible d'installer un câble de garde. Cependant, des études réalisées par l'unité Études de réseau et critères de performance (annexe 1) ont permis de conclure qu'il n'y avait pas de gain tangible à l'installation d'un tel câble de garde. En effet, l'impédance du sol et le niveau kéraunique de la zone d'étude faisaient en sorte que le taux de déclenchements par la foudre aurait été sensiblement le même avec et sans câble de garde. De plus, l'installation d'un câble de garde n'était également pas justifiée pour les besoins de maintenance. Ainsi, le fait de ne pas installer de câble de garde permet d'économiser plusieurs millions de dollars (entre 2 M\$ et 10 M\$) sur le coût d'un éventuel projet.

Même si elles ne sont pas acceptables du point de vue technique, les solutions impliquant la construction d'une nouvelle ligne entre les villages Eastmain et Waskaganish sont présentées. Ceci permet, d'une part, de démontrer la difficulté d'alimenter le village Waskaganish à partir du réseau de transport. D'autre part, nous démontrons également que toutes les solutions envisageables ont été évaluées.

Finalement, la solution consistant à alimenter le village Waskaganish à partir de la ligne 120 kV 1346 Joutel - Selbaie a été rejetée d'office. Du fait de la longueur totale de la ligne, du calibre des conducteurs actuels des lignes 1346 et 1321, la puissance disponible pour le village Waskaganish aurait été pratiquement nulle.

4.1.1 Solution 1 - Ligne Némiscau - Waskaganish

Le tableau 4.1.1 indique le coût estimatif de chacune des alternatives présentées. D'autres alternatives ont été analysées, puis rejetées. Ces alternatives ne procuraient pas d'avantages supplémentaires sur le plan technique, et les coûts étaient de beaucoup plus élevés.

Le coût total de la ligne 69 kV construite sur pylône d'acier est moins élevé que le coût total de la ligne 69 kV construite sur structures de bois. À priori, cela semble surprenant. Cependant, le fait d'utiliser des pylônes d'acier adaptés au projet permet d'optimiser :

1. La longueur totale de la ligne.

La ligne sur pylônes d'acier permet de passer par-dessus plusieurs obstacles, tandis qu'avec la ligne sur structure de bois, il faut les contourner. La ligne construite sur pylônes d'acier permet donc de réduire la longueur totale de la ligne de près de 12 km.

2. Le nombre de pylônes requis.

Pour une ligne construite sur structure de bois, l'éloignement de chacune des structures ne doit pas excéder les 250 m environ. La ligne sur pylône d'acier a été conçue de sorte qu'il est possible de distancer chacun des pylônes à plus de 600 m. Réduire le nombre des pylônes a un impact direct sur le coût total de la ligne.

A) Ligne aérienne 69 kV sur pylônes d'acier haubanés

Cette solution consiste à construire une ligne 69 kV isolée à 120 kV sur pylônes d'acier. Cette ligne serait d'une longueur approximative de 208 km et le conducteur employé serait le 547 MCM.

La charge maximale du village Waskaganish ne pourra excéder 12 MVA. Le type de charge à desservir est en majorité de type résidentiel. Afin de limiter les fluctuations de tension à l'intérieur des seuils admissibles, il faudrait soit séparer la charge en bloc de 4 MVA, soit mettre toute la charge sur un même départ 25 kV.

Finalement, il sera possible d'augmenter la puissance maximale à 30 MVA. Il suffira de passer à l'alternative C) (page suivante) en procédant à la conversion du poste Waskaganish et à l'ajout d'une transformation à 120 kV au poste Némiscau.

Cette alternative doit être conservée aux fins de l'analyse économique.

B) Ligne aérienne 69 kV sur portiques de bois

Cette solution consiste à construire une ligne 69 kV isolée à 120 kV sur portiques de bois. Cette ligne serait d'une longueur approximative de 220 km et le conducteur employé serait le 504 MCM.

La charge maximale du village Waskaganish ne pourra excéder 12 MVA. Le type de charge que l'on y retrouve est en majorité résidentiel. Afin de limiter les fluctuations de tension à l'intérieur des seuils admissibles, il faudrait soit séparer la charge en blocs de 4 MVA, soit mettre toute la charge sur un même départ 25 kV.

Finalement, il sera possible d'augmenter la puissance maximale à 30 MVA. Il suffira de procéder à la conversion du poste Waskaganish et à l'ajout d'une transformation à 120 kV au poste Némiscau.

Cette alternative doit être conservée aux fins de l'analyse économique.

C) Ligne aérienne 120 kV sur pylônes d'acier haubanés

Cette solution consiste à construire une ligne 120 kV isolée à 120 kV sur pylônes d'acier. Cette ligne serait d'une longueur approximative de 208 km et le conducteur employé, le 547 MCM.

La charge maximale du village Waskaganish ne pourra excéder 30 MVA. La charge à alimenter est à forte teneur de type résidentiel. Afin de limiter les fluctuations de tension à l'intérieur des seuils admissibles, il faudrait soit séparer la charge en blocs de 8 MVA, soit mettre toute la charge sur un même départ 25 kV.

Cette alternative doit être conservée aux fins de l'analyse économique.

D) Ligne aérienne 120 kV sur pylônes d'acier
(incluant conversion des postes Muskeg, Huguette et Eastmain)

En ce qui concerne l'alimentation électrique du village Waskaganish, cette variante comporte les mêmes avantages que l'alternative précédente. De plus, cette variante permet d'augmenter la puissance disponible au poste Eastmain. Ce dernier avantage n'est cependant pas requis dans la période d'étude.

Étant donné son coût nettement supérieur à l'alternative C, cette alternative doit être rejetée.

Projets à réaliser	Charge maximale (MVA)	I _{CC} maximal		Coûts (k\$ cte 2002)	Remarques
		3 ph (A)	phase- terre (A)		
A) Ligne 69 kV isolée à 120 kV (pylônes d'acier)	12 MVA	795	1135	53 841 k\$	Charge de type résidentiel et petites industries.
Ligne 69 kV, pylônes d'acier, 208 km, 547 MCM				44 633 k\$	Coût incluant campement et excluant câble de garde.
Poste Waskaganish 69/25 kV, type 3D				8 090 k\$	
Modifications au poste Némiscau				1 118 k\$	
B) Ligne 69 kV isolée à 120 kV (portiques de bois)	12 MVA	765	1100	59 569 k\$	Charge de type résidentiel et petites industries.
Ligne 69 kV, portiques bois, 220 km, 504 MCM et 795 MCM				50 361 k\$	Coût incluant campement et excluant câble de garde.
Poste Waskaganish 69/25 kV, type 3D				8 090 k\$	
Modifications au poste Némiscau				1 118 k\$	
C) Ligne 120 kV isolée à 120 kV (pylônes d'acier)	30 MVA	1965	2300	63 156 k\$	Charge de type résidentiel et petites industries.
Ligne 120 kV, pylônes d'acier, 208 km, 504 MCM				44 633 k\$	Coût incluant campement et excluant câble de garde.
Poste Waskaganish 120/25 kV, type 3D				10 704 k\$	
Ajout de transformation au poste Némiscau				7 819 k\$	

Tableau 4.1.1
Solution 1 - Ligne Némiscau – Waskaganish (60 Hz)
Alternatives conservées

4.1.2 Solution 2 - Ligne Eastmain - Waskaganish

Cette solution permet deux variantes. Malheureusement, deux arguments de poids font en sorte que chacune de ces variantes doit être rejetée.

Les détails sont décrits plus bas.

A) Ligne aérienne 69 kV sur pylônes d'acier

Selon les responsables de l'entretien des lignes de transport du territoire, le tracé de la ligne serait généralement localisé le long de la Baie James. Cet endroit est fréquemment balayé par de grands vents et est souvent couvert par la brume. Ainsi donc, le tronçon Eastmain - Waskaganish ne pourrait pas être couvert par hélicoptère en tout temps. De ce fait, il ne serait pas toujours possible d'intervenir, lors de bris majeurs, laissant présager des délais qui pourraient être relativement longs à certains moments de l'année. Pour un poste satellite alimenté radialement, on peut présager des pannes de longues durées.

Étant donné la longueur totale de la ligne 69 kV (340 km), les fluctuations de tension seraient importantes, au point d'excéder les seuils admissibles. De plus, le coût des moyens de mitigation risque d'être très important, disqualifiant cette solution du point de vue économique.

Pour ces deux raisons, cette alternative doit être rejetée.

B) Ligne aérienne 120 kV sur pylônes d'acier

Premièrement, les deux raisons décrites précédemment en A) s'appliquent à cette solution.

Deuxièmement, les coûts de conversion des postes Muskeg et Eastmain, ainsi qu'une partie de la ligne 69 kV existante, sont exorbitants.

Pour ces raisons, cette alternative doit être rejetée.

4.1.3 Solution 3 - Ligne centrale Eastmain-1 - Waskaganish

Cette solution s'apparente grandement à la solution précédente. En fait, en partant de la centrale Eastmain au lieu de partir du poste Némiscau, on ne fait que raccourcir d'une trentaine de kilomètres la longueur totale de la ligne. Ainsi, les deux variantes présentées doivent être rejetées. Les mêmes arguments de la solution précédente s'appliquent.

A) Ligne aérienne 69 kV sur pylônes d'acier

Selon les responsables de l'entretien des lignes de transport du territoire, le tracé de la ligne serait généralement localisé le long de la Baie James. Cet endroit est fréquemment balayé par de grands vents et est souvent couvert par la brume. Ainsi donc, le tronçon Eastmain - Waskaganish ne pourrait pas être couvert par hélicoptère en tout temps. De ce fait, il ne serait pas toujours possible d'intervenir, lors de bris majeurs, laissant présager des délais qui pourraient être relativement longs à certains moments de l'année. Pour un poste satellite alimenté radialement, on peut présager des pannes de longues durées.

Étant donné la longueur totale de la ligne 69 kV (environ 310 km), les fluctuations de tension seraient importantes, au point d'excéder les seuils admissibles. De plus le coût des moyens de mitigation risque d'être très important, disqualifiant cette solution du point de vue économique.

Pour ces deux raisons, cette alternative doit être rejetée.

B) Ligne aérienne 120 kV sur pylônes d'acier

Premièrement, les deux raisons décrites précédemment en A) s'appliquent à cette solution.

Finalement, les coûts de conversion du poste Eastmain sont relativement importants.

Pour ces raisons, cette alternative doit être rejetée.

4.2 Solution d'alimentation utilisant des convertisseurs (16 Hz)

Le concept de base de cette solution a été élaboré par le groupe de travail formé par un fournisseur externe et Hydro-Québec. Afin de tenir compte des particularités propres à l'alimentation du village Waskaganish, ce concept de base a été modifié afin d'assurer en tout temps une continuité d'alimentation électrique. Des variantes ont donc été développées et sont présentées. Au même titre que les solutions conventionnelles (60 Hz), le présent rapport n'en fera état que de façon sommaire.

4.2.1 Solution 4 - Ligne Némiscau - Waskaganish (16 Hz)

- A) Ligne souterraine à deux conducteurs sans relève, mais relève via la centrale diesel existante

Cette variante consiste à implanter une ligne souterraine dans la route existante. S'il advient un bris de ligne, il faudra prévoir, dans certains cas, des délais de rétablissement de deux semaines. Toutefois, il y aura relève à partir de la centrale diesel existante.

Puisque la charge évoluera en fonction des besoins de la communauté, il faudra prévoir une augmentation de la production de la centrale diesel selon la prévision de charges établie par Distribution.

Selon le concept de base, la charge maximale ne pourra excéder 12 MVA.

- B) Ligne aérienne à deux conducteurs, avec pleine redondance des convertisseurs

Cette variante consiste à implanter une ligne aérienne à 2 conducteurs sans câble de garde. Les convertisseurs seront pleinement redondants.

Selon le concept de base, la charge maximale ne pourra excéder 12 MVA.

4.3 Solution d'alimentation utilisant des convertisseurs (alimentation CC)

Cette solution a été élaborée de façon sommaire, avec une seule variante. Les coûts présentés sont toutefois réalistes et sont inspirés, soit à partir de projets typiques, soit à partir d'autres projets.

4.3.1 Solution 5 - Ligne Némiscau - Waskaganish (alimentation CC)

A) Ligne aérienne à deux conducteurs, avec pleine redondance des convertisseurs

Cette variante consiste à implanter une ligne aérienne à 2 conducteurs sans câble de garde. Les convertisseurs seront pleinement redondants.

Projets à réaliser	Charge maximale (MVA)	Coûts (note 1) (k\$ cte 2002)	Remarques
A) Ligne souterraine à deux conducteurs, avec relève via la centrale diesel existante	12,5 MVA	53 434 k\$	Excluant les coûts d'augmentation de la production de la centrale diesel.
B) Ligne aérienne à deux conducteurs, avec pleine redondance des convertisseurs	12,5 MVA	78 269 k\$	

Note 1: Coûts budgétaires minimaux

Tableau 4.2.1
Solution 4 - Ligne - Némiscau - Waskaganish (16 Hz)
Alternatives conservées

Projets à réaliser	Charge maximale (MVA)	Coûts (note 1) (k\$ cte 2002)	Remarques
A) Ligne aérienne à deux conducteurs, avec pleine redondance des convertisseurs	10 MVA	69 841 k\$	

Note 1: Coûts budgétaires minimaux

Tableau 4.3.1
Solution 5 - Ligne - Némiscau - Waskaganish (Alimentation CC)
Alternative conservée

5 Analyse économique

L'analyse économique est réalisée sur une période d'étude de 15 ans. Les taux d'inflation et d'actualisation utilisés sont ceux fournis par la Direction principale Financement et Trésorerie. Le taux d'actualisation est de 8,08 %. Afin de réaliser les calculs, le logiciel MAPHQ21 a été utilisé. Ce logiciel a été développé par la Direction principale Contrôle et Comptabilité et contient l'ensemble des paramètres à tenir compte lors d'une analyse économique.

Le coût différentiel relié aux pertes électriques est négligeable. Entre la ligne 69 kV sur pylônes d'acier et les solutions utilisant des convertisseurs, le coût différentiel, sur la période d'étude, varie entre 500 k\$ et 800 k\$ (en défaveur des solutions utilisant des convertisseurs). Ce coût des pertes électriques ne permet donc pas de discriminer une solution.

Démantèlement de la centrale diesel

L'analyse économique suppose que ce coût sera à la charge du gouvernement fédéral.

Augmentation de la production de la centrale diesel pour une installation sans capacité ferme au niveau des postes

Le coût d'augmentation de la production de la centrale est sommairement estimé à 1 M\$ pour chaque MW ajouté.

Parce que le village de Waskaganish sera désormais alimenté à partir du réseau de transport, l'analyse économique suppose que le coût relatif à l'augmentation de production sera à la charge d'Hydro-Québec.

La durée de vie de ces équipements est évaluée à 15 ans.

Le coût d'entretien annuel est évalué à 2 % du coût total d'installation. L'étude économique exclue le coût du carburant.

Entretien des lignes aériennes et des postes conventionnels (60 Hz)

Le coût d'entretien annuel des lignes aériennes et des postes conventionnels est estimé à 1,5 % du coût total d'installation.

Entretien des postes avec convertisseurs

Le coût d'entretien annuel des postes avec convertisseurs est estimé à 2,0 % du coût total d'installation. La technologie utilisée exigera des ressources dédiées. Il faut également prévoir le maintien de cette expertise (formation, etc.).

Entretien des lignes enfouies

Le coût d'entretien annuel des lignes enfouies est estimé à 2,0 % du coût total d'installation.

Finalement, le coût total de chacune des solutions et alternatives découle du principe que les travaux seront réalisés par un entrepreneur à partir d'un appel d'offres.

FLUX MONÉTAIRE ACTUALISÉS À L'ANNÉE 2006 - À 8,08 % (en milliers de \$)						
	Solution 1 Ligne Némiscau- Waskaganish (60 Hz)			Solution 4 Ligne Némiscau-Waskaganish (16 Hz)		Solution 5 CC
	A Ligne 69 kV acier 208 km	B Ligne 69 kV bois 220 km	C Ligne 120 kV acier 208 km	A Câble souterrain et relève via centrale diesel	B Ligne aérienne avec redondance des convertisseurs	A
INVESTISSEMENTS						
Projet principal	48 963	59 910	48 963	27 536	33 946	33 946
Moins valeur résiduelle	25 324	29 678	25 324	12 395	17 557	17 557
<i>Coût net du projet principal</i>	<i>23 639</i>	<i>30 232</i>	<i>23 639</i>	<i>15 141</i>	<i>16 389</i>	<i>16 389</i>
Projets connexes	9 877	9 877	20 519	26 325	39 704	31 144
Moins valeurs résiduelles	4 893	4 893	10 165	12 992	19 668	15 428
<i>Coût net des projets connexes</i>	<i>4 984</i>	<i>4 984</i>	<i>10 354</i>	<i>13 333</i>	<i>20 036</i>	<i>15 716</i>
TOTAL DES INVESTISSEMENTS	28 623	35 216	33 993	28 474	36 425	32 105
CHARGES (augmentation-diminution)						
Charges d'entretien et d'exploitation	6 235	6 900	7 317	8 561	10 454	9 179
Autres (taxes sur le capital)	1 474	1 717	1 737	1 272	1 845	1 629
TOTAL DES CHARGES	7 709	8 617	9 054	9 833	12 299	10 808
COÛT GLOBAL ACTUALISÉ NET	37 332	43 833	43 047	38 307	48 724	42 913
ÉCART		6 501	5 715	975	11 392	5 581

Tableau 5.1
Sommaire de l'étude économique

6 Avantages et inconvénients non quantifiables

Le présent chapitre traite des avantages et inconvénients non quantifiables. Cette liste n'est pas exhaustive mais donne un bon aperçu des principaux enjeux concernant chacune des solutions.

Qualité de l'onde

Pour les solutions faisant appel à des convertisseurs (4 et 5), cet aspect n'a été traité par le fournisseur externe ni par Hydro-Québec. Toutefois, l'étude part du principe que chaque solution conservée fournira une qualité rencontrant les critères en vigueur.

Qualité de service

Il va de soi que les lignes aériennes seront sujettes à des déclenchements par la foudre, ce qui ne sera pas le cas pour les lignes souterraines. Néanmoins, l'ensemble de la clientèle ne devrait pas être affectée outre mesure. Selon un avis technique de l'unité Études de réseau et critères de performance, on estime à 4,8 déclenchements par année en ce qui concerne la ligne aérienne sur pylônes d'acier. Pour la ligne sur portiques de bois, le nombre diminue à 3,5 par année. Le tout est évalué sur une base statistique à partir d'une durée de dix ans.

Par contre, les lignes souterraines exigeront, lors de bris, de temps de dépannage qui pourrait être aussi long que deux semaines. Avec les années et les cycles de gel et dégel du sol, la fiabilité de la ligne souterraine risque de diminuer, ce qui multipliera le nombre de bris.

Maintien de l'expertise

Les solutions conventionnelles sont bien connues par l'ensemble des intervenants d'Hydro-Québec. Aucune difficulté n'est envisagée au niveau du maintien de l'expertise. Pour les solutions faisant appel à des convertisseurs, il faudra former du personnel afin d'exploiter, entretenir et dépanner ces équipements. Il faudra, de plus, maintenir cette expertise.

	Risque		Waskaganish Capacité ferme	Panne prolongée lors de bris	Nombre décl./année foudre
	Technique	Économique			
1 Némiscau – Waskaganish (60 Hz)					
A) Alimentation 69 kV (acier)	Faible	Faible	Oui	Non	4,8
B) Alimentation 69 kV (bois)	Faible	Faible	Oui	Non	3,5
C) Alimentation 120 kV (acier)	Faible	Faible	Oui	Non	4,8
4 Némiscau - Waskaganish (16 Hz)					
A) Ligne souterraine sans relève Maintien centrale diesel	Moyen	Élevé (1)	Oui	Non	0
B) Ligne aérienne Convertisseurs redondants	Moyen	Moyen	Oui	Non	4,8
5 Némiscau - Waskaganish (CC)					
A) Ligne aérienne Convertisseurs redondants	Moyen	Moyen	Oui	Non	4,8

Note 1: Risque évalué en fonction du coût transmis par le promoteur.

Tableau 6.1
Avantages et inconvénients non quantifiables
des solutions conservées

7 Choix de la solution

À partir de tous les aspects analysés, la solution 1A est la plus intéressante, tant sur le plan économique que technique. Cette solution consiste à construire, sur pylônes d'acier, une ligne 69 kV isolée à 120 kV. Un départ 69 kV sera ajouté au poste Némiscau. Un poste normalisé de type 3D sera construit à Waskaganish. Cette solution permettra d'alimenter une charge électrique ne dépassant pas 12 MVA.

Cette solution présente le coût total actualisé le plus faible, et ce, d'au moins 5,4 M\$ par rapport à une ligne sur portiques de bois exploitée à 69 kV (1B). Quant aux solutions avec des convertisseurs, la différence se situe entre environ 1 M\$ et 11,3 M\$.

Troisièmement, cette solution étant largement répandue à l'intérieur d'Hydro-Québec, elle présente donc les risques techniques et économiques les plus faibles.

Quatrièmement, le poste Waskaganish offrira une capacité ferme. La plupart des bris dans le poste ne devraient pas affecter les clients raccordés au réseau de distribution. La qualité de service résultante sera comparable à celle rencontrée dans des postes similaires ailleurs au Québec, soit des postes satellites de moins de 10 MVA alimentés à partir d'une seule ligne de plus de 100 km.

Cette solution est également très robuste par rapport à l'évolution de la charge. En effet, moyennant une dépense de près de 10 M\$, il sera possible de hausser la charge maximale à près de 30 MVA.

L'annexe 3 contient l'ensemble des schémas (unifilaires, etc.) de la solution retenue.

Installation	Coûts (\$ de réalisation)	Remarques
Poste Waskaganish	9 290,0 k\$	
Ligne Némiscau-Waskaganish	51 059,2 k\$	
Poste Némiscau	1 273,3 k\$	
TOTAL	61 622,5 k\$	Coût excluant contingence TransÉnergie (2 398,2 k\$).

Tableau 7.1
Ligne Némiscau – Waskaganish exploitée à 69 kV sur pylônes d'acier
Coûts du projet retenu

Selon les échéanciers actuels, la mise en service sera effectuée pour octobre 2006.

8 Conclusion et recommandation

En conclusion, la solution consistant à construire, sur pylônes d'acier, une ligne 69 kV isolée à 120 kV entre le poste Némiscau et le futur poste Waskaganish est la solution technico-économique la plus optimale. Cette solution présente le coût actualisé le plus faible.

La technologie utilisée est largement répandue et maîtrisée. Le risque technique est, par le fait même, minimisé. La qualité de service qui en résultera sera comparable à ce que l'on retrouve ailleurs sur le réseau dans des situations comparables.

L'ensemble des installations pourront être mis en service pour octobre 2006.

Il est donc recommandé de construire une ligne aérienne à 69 kV sur pylônes d'acier haubanés entre le poste Némiscau et le futur poste Waskaganish.

Cette solution permettra d'alimenter une charge électrique allant jusqu'à 12 MVA (charges de type résidentiel et petites industries). S'il advient une charge dépassant les 12 MVA, il sera possible de convertir les postes Waskaganish et Némiscau afin d'exploiter ce réseau à 120 kV. La charge maximale pourra ainsi atteindre près de 30 MVA. Le coût de conversion est sommairement estimé à près de 10 M\$.

La conception du poste Waskaganish et de la ligne aérienne sera conforme aux normes en vigueur à Hydro-Québec.

ANNEXE 1

**AVIS TECHNIQUE SUR LA NÉCESSITÉ OU NON D'AVOIR DES
CÂBLES DE GARDE POUR LA LIGNE 69 kV NÉMISCAU-
WASKAGANISH AVEC LES PYLÔNES HAUBANÉS**

Date 18 janvier 2001

À : **M. Luc Brophy, ing.**
Coordonnateur – ensemblier
Intégration des installations de transport
DESTT – *TransÉnergie*

De : **Que Bui-Van, ing.**
Études de réseau et Critères de
performance.
DPDA – *TransÉnergie*

Objet : *Avis technique sur la nécessité ou non d'avoir des câbles de garde pour la ligne 69 kV Némiscau – Waskaganish avec les pylônes haubanés.*

En réponse partielle à votre demande par courriel du 21 décembre 2000, nous avons entrepris une étude de performance à la foudre de la ligne 69 kV avec les pylônes haubanés en tenant compte des données statistiques de déclenchement par la foudre d'une ligne 69 kV existante Némiscau – Eastmain d'une longueur totale de plus de 200 km située à proximité de la zone d'étude. Voici les résultats de cette étude :

1) Estimation du niveau kéraunique de la zone d'étude.

Afin d'obtenir les résultats de simulation les plus réalistes possibles, le niveau kéraunique pour la zone d'étude a été estimé à partir des données fournies dans la lettre du 10 janvier 2001 de M. Guy St- Germain. Ces données indiquent que le taux moyen de déclenchement par la foudre de la ligne 612 – 614 observé durant la période de 1991 à 2000 est de 0.76 déclenchement /100 km- année. Par ailleurs, la simulation du comportement à la foudre de la ligne 612 – 614 avec les portiques en bois dans une zone ayant un niveau kéraunique de l'ordre de 2 jours/ année indique un taux moyen de déclenchement comparable au taux moyen de déclenchement observé. Ainsi, le niveau kéraunique de la zone d'étude pour ce projet est estimé à 2 jours/ année.

2) Performance à la foudre de la ligne 69 kV Némiscau – Waskaganish avec les pylônes haubanés avec et sans câble de garde.

Pour un niveau kéraunique de 2 jours/ année, les résultats de simulation du comportement à la foudre des pylônes haubanés avec et sans câble de garde, projetés pour la ligne 69 kV Némiscau Waskaganish montrent que :

- a) Cas avec 1 câble de garde : le taux de déclenchement est de 2,33 déclenchements / 100 km-année.

Ce taux de déclenchement est attribuable d'une part à la hauteur élevée des pylônes haubanés (45 m) qui interceptent plus de coups de foudre et d'autre part à la mauvaise résistance de mise à la terre des pylônes dans le bouclier canadien (300 – 500 ohms).

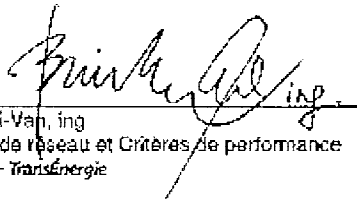
- b) Cas sans câble de garde : le taux de déclenchement est de 2,64 déclenchements / 100 km-année.

Ce taux de déclenchement est attribuable uniquement aux coups de foudre directs sur les conducteurs de phase de la ligne et est indépendant de la qualité de la mise à la terre des pylônes.

Ces résultats montrent que dans le cas de la ligne 69 kV Némiscau – Waskaganish avec les pylônes haubanés installés dans un sol hautement résistif (sauf dans les tourbières), le câble de garde est peu efficace pour la protection contre la foudre. De plus, la performance à la foudre de la ligne 69 kV avec les pylônes haubanés sans câble de garde est comparable à celle d'une ligne 120 kV monoterne en acier de conception normalisée de **TransÉnergie** (Voir Tableau ci-joint tiré de la référence [1]). En conséquence, il n'est pas justifiable d'installer le câble de garde sur toute la longueur de la ligne 69 kV Némiscau – Waskaganish avec les pylônes haubanés pour la protection de la ligne contre la foudre. Mentionnons aussi que la conception de ligne 69 kV sans câble de garde a déjà été utilisée pour l'intégration de la centrale Lac Robertson comprenant une ligne monoterne en acier sans câble de garde d'environ 160 km et la performance à la foudre s'est avérée très satisfaisante. Cependant, pour fin de protection des équipements 69 kV aux postes Némiscau et Waskaganish, il est recommandé de poser le câble de garde de la ligne 69 kV sur une distance d'environ 2 km à l'entrée de ces deux postes.

Par ailleurs, le système de ré-enclenchement automatique de la ligne 69 kV en cas de défauts fugitifs causés par la foudre prévu pour ce projet permettra de maintenir une qualité de service pour les clients alimentés par cette ligne comparable à ce qui est observé ailleurs dans le réseau.

En espérant que cet avis technique vous sera utile, soyez assuré, Monsieur Brophy, de notre entière collaboration.


Que Bui-Van, ing
Études de réseau et Critères de performance
DPDA – TransÉnergie

c. c MM. Guy Scott
 Marc Leclerc
 René Cloutier
 Guy St- Germain
 Michel Granger
 Alain Nantel
 Denis Drolet
 Antonio Dutil

Niveau de tension (kV)	Type de pylône	MISE A LA TERRE RECOMMANDÉE			
		CAS GÉNÉRAL		CAS PARTICULIERS	
		Nombre de contrepoids continus (s)	Nombre de contournements anticipés /100 km - année	R max. T. (Ω)	Nombre de contournements anticipés /100 km - année
120	Monotérme en bois	1	de 0.25 à 0.8	25	1.6
	Monotérme en acier	1	de 1.8 à 3.6	20	2.4
	Bitérme en acier muni d'un fil de garde	2	de 2.5 à 4.5	15	4.8
161	Monotérme en bois	1	de 0.06 à 0.7	25	1.05
	Monotérme avec pylône d'acier	1	de 1. à 2.2	20	1.8
230	Monotérme en bois	1	de 0.0 à 0.5	25	1.05
	Monotérme en acier	1	de 0.7 à 1.6	20	1.55
	Bitérme en acier muni d'un fil de garde	2	de 1.55 à 2.3	15	2.7
315	Monotérme en acier	1	de 0.7 à 1.05	20	0.8
	Bitérme en acier muni d'un fil de garde	2	de 0.9 à 1.1	15	1.3
	Bitérme en acier muni de deux fils de garde	2	de 0.25 à 0.3	15	0.90
735	Pylône rigide en acier	1	0.0	25	0.1
	Pylône haubané	1	0.0	25	0.1
	Pylône à chaînette	1	0.0	25	0.1

R max.: Résistance de mise à la terre maximale à chaque pylône, obtenue à l'aide des piquets de terre.

[1] Document explicatif relatif aux Caractéristiques Électriques Générales Normalisées des lignes électriques. Antonio Dutil. Septembre 1993 (Révision Novembre 1995).

ANNEXE 2

**PRÉVISION DE CHARGES
VERSION 2002**



Prévisions de la demande 2002-2016 pour le village de Waskaganish

No. de rapport : 30012-02-32-R
No. de dossier : 1003-02/00022
Date : novembre 2002

Prévisions de la demande 2002-2016 pour le village de Waskaganish

Rédigé par :



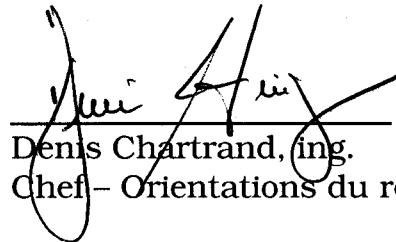
Francis Monette
Stagiaire universitaire

Révisé par :



Charles DesBiens, ing. M. Sc. A.

Approuvé par :



Denis Chartrand, ing.
Chef – Orientations du réseau

No. de rapport : 30012-02-32-R
No. de dossier : 1003-02/00022
Date : novembre 2002

Orientations du réseau
Vice-présidence – Réseau
Direction – Plans et stratégies d'affaires

Sommaire exécutif

Le présent rapport présente les prévisions de la demande pour le village de Waskaganish. Selon l'entente signée entre Hydro-Québec et le Grand conseil des Cris en février 2002, ce village Cri situé au sud de la Baie James sera raccordé au réseau principal d'Hydro-Québec d'ici 2006. La contrepartie financière importante associée à cette entente pourrait favoriser le développement de cette communauté.

Ce village de près de 2000 habitants comprend environ 340 habitations. Le village possède de nombreux services. La presque totalité des bâtiments et résidences de la ville sont actuellement chauffés au mazout. L'alimentation en électricité du village est assurée par une centrale thermique d'une puissance totale de 5,4 MW.

La présente étude retient comme principale hypothèse que les systèmes de chauffage seront convertis à moyen terme du mazout à l'électricité, car l'entente avec les Cris prévoit que la ligne de transport doit répondre adéquatement à la demande d'électricité de la communauté (y compris le chauffage électrique). Le dimensionnement des équipements qui se réalise dès maintenant exige de retenir cette hypothèse.

Considérant ces nouveaux besoins, la pointe actuelle du village passera de 2,85 MW à environ 9,36 MW sur un horizon de quinze ans avec un scénario moyen. Pour répondre à cette demande, cette étude suggère que le village soit alimenté par deux lignes à un niveau de tension à 25 kV, malgré le manque d'information précise sur les coûts de conversion du village. Ceci implique la conversion du réseau de distribution actuel, qui est à 4,16 kV, à 25 kV.

Table des matières

1.	<i>Introduction</i>	1
2.	<i>Mise en contexte</i>	2
3.	<i>Validation et normalisation de la pointe du village</i>	3
4.	<i>Croissance du village et prévisions de la demande</i>	6
4.1.	Charge Actuelle	6
4.2.	Charge prévue	6
4.2.1.	Charge domestique :	7
4.2.2.	Charge CII :	7
4.2.3.	Scénarios de prévision de la demande	9
5.	<i>Niveau de tension et nombre de lignes</i>	16
6.	<i>Conclusion</i>	18
7.	<i>Références</i>	19

Liste des figures

<i>Figure 1 : Relation entre la charge et la température 1994-1995</i>	<u>4</u>
<i>Figure 2 : Relation entre la charge et la température de 1995-1996</i>	<u>5</u>
<i>Figure 3 : Graphique de prévisions de charge sur un horizon 15 ans</i>	<u>15</u>

Liste des tableaux

<i>Tableau 1: Historique de pointe de la centrale thermique de Waskaganish</i>	<u>3</u>
<i>Tableau 2: Pointes et températures historiques pour Waskaganish.</i>	<u>4</u>
<i>Tableau 3 : Projets identifiés et charge actuelle CII</i>	<u>8</u>
<i>Tableau 4 : Détails des scénarios de prévision de charge</i>	<u>10</u>
<i>Tableau 5 : Prévisions de charges sur 15 ans avec un scénario faible</i>	<u>12</u>
<i>Tableau 6 : Prévisions de charges sur 15 ans avec un scénario moyen</i>	<u>13</u>
<i>Tableau 7 : Prévisions de charges sur 15 ans avec un scénario fort</i>	<u>14</u>

1. Introduction

Le présent rapport vise à établir les prévisions de la demande pour le village de Waskaganish. Ce village se situe au sud sur la rive est de la Baie James et est habité par des Cris. Suite à la signature de l'entente entre le gouvernement du Québec et le Grand Conseil des Cris du Québec, cette communauté sera, dans un avenir proche, raccordée au réseau principal d'Hydro-Québec.

Le présent rapport contient donc des prévisions de charges en vue du raccordement au réseau principal prévu en 2006.

Ce rapport débute par une brève mise en contexte. Ensuite, suit une section traitant de la validation et de la normalisation de la pointe du village. La section suivante décrit la charge actuelle, l'accroissement de la charge prévue ainsi que les prévisions de la charge à long terme. Ce rapport se termine sur une section traitant du niveau de tension du réseau de distribution du village.

2. Mise en contexte

Le village de Waskaganish est situé au sud de la Baie James à environ 760 km au nord de Montréal à vol d'oiseau. C'est une communauté Crie qui compte environ 2000 habitants et 340 maisons. Elle s'étend sur un territoire de 520 km². Le village est accessible via un chemin d'hiver à partir de la route 109. Il est aussi possible d'accéder au village par avion.

À ce jour, l'alimentation en électricité du village est assurée par une centrale thermique d'une puissance totale de 5,4 MW.

Une convention relative à la ligne de transport de Waskaganish a été signée entre la Bande de Waskaganish, Le Grand Conseil des Cris, Hydro-Québec et la Société d'Énergie de la Baie James le 7 février 2002. Suite à cette convention Orientations du réseau a été sollicitée pour fournir à TransÉnergie les prévisions de la demande du village en vue de la construction de la ligne de transport.

3. Validation et normalisation de la pointe du village

La pointe 2001/2002 de la centrale de Waskaganish a été enregistrée à 2,8 MW, à une température de -37°C. Cette donnée a été fournie par le territoire Laurentides et a été confirmée par le Ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada (MAINC). Pour évaluer l'évolution de la demande, l'historique des pointes est habituellement utilisé. Or, le MAINC a affirmé que les données de pointes récentes de la centrale ne sont plus disponibles, suite à des problèmes informatiques.

Cependant, un historique de pointe légèrement plus vieux était disponible dans un rapport émis en mars 1997 par Distribution et Services à la clientèle[1]. Le tableau 1 présente les données historiques de pointe de la centrale thermique.

Tableau 1: Historique de pointe de la centrale thermique de Waskaganish

Mois	Pointe (kW) 1993	Pointe (kW) 1994	Pointe (kW) 1995	Pointe (kW) 1996
Janvier	1700	2240	2210	2310
Février	1770	2200	2230	2410
Mars	1900	2430	2240	2170
Avril	1540	1870	2000	1930
Mai	1500	1900	1740	1790
Juin	1580	1670	1680	1590
Juillet	1460	1460	1450	1450
Août	1370	1950	1600	1660
Septembre	1520	1550	1580	1530
Octobre	1700	1680	1880	1950
Novembre	2010	2000	2110	—
Décembre	2170	2080	2310	—
Max	2170	2430	2310	2410

La normalisation de la pointe consiste à ramener la pointe de chaque année à une température commune, permettant ainsi de les comparer. Les résidences de Waskaganish sont chauffées principalement au mazout et au bois. Le chauffage d'appoint est assuré par l'électricité. Dans l'étude de 1997 [1], la consommation de l'énergie électrique pour le chauffage des habitations représentent tout de même 30 % des besoins énergétiques en chauffage. Or, peu d'information est disponible sur l'utilisation de ces systèmes de chauffage d'appoint, c'est-à-dire, s'ils sont présents ou non au moment de la pointe de la demande en électricité. Pour évaluer si la pointe 2001-2002 doit être normalisée, une analyse des pointes mensuelles de 1993 à 1995 en fonction de la température enregistrée a été réalisée.

Pour ce faire, les données des pointes de décembre, janvier, février et mars pour les trois années ont été jumelées avec les données météo de la station de Mosoonee pour évaluer la relation entre la charge et la température. Cette station se situe à l'ouest de la Baie James en Ontario, soit la station météo la plus près de Waskaganish. Les données ont été fournies de Prévision – Programmation et contrôle des mouvements d'énergie. Le tableau 2 affiche ces données jumelées.

Tableau 2: Pointes et températures historiques pour Waskaganish.

	93-94		94-95		95-96	
	Temp.	Pointe (MW)	Temp.	Pointe (MW)	Temp.	Pointe (MW)
Décembre	-42	2,17	-30	2,08	-34	2,31
Janvier	-42	2,24	-36	2,21	-43	2,31
Février	-40	2,2	-36	2,23	-48	2,41
Mars	-26	2,43	-38	2,24	-35	2,17

Par la suite, une régression linéaire a été calculée sur les quatre points de chaque année. La saison 93-94 n'a pas été retenue pour cette analyse puisque les données du mois de mars semblent incohérentes. Les figure 1 et figure 2 affichent les résultats de la régression.

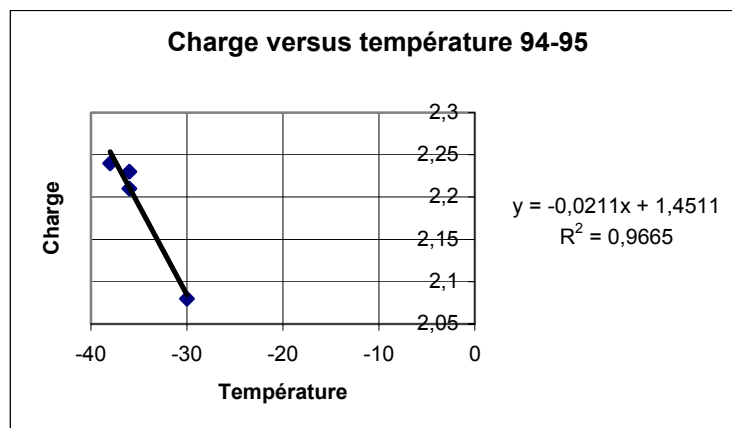


Figure 1 : Relation entre la charge et la température 1994-1995

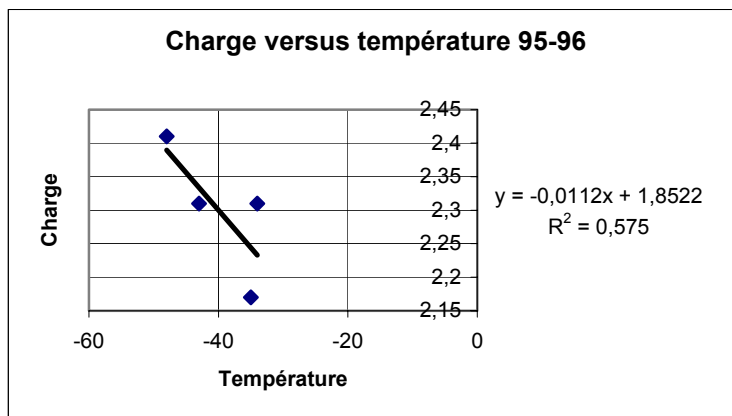


Figure 2 : Relation entre la charge et la température de 1995-1996

Le nombre peu élevé de points, seulement quatre par année, ne permet de conclure clairement, sans aucune doute, qu'il y a une corrélation entre la charge et la température, mais permet tout de même de voir une certaine relation. Étant donné la présence de chauffage d'appoint électrique chez les clients, résidentiels et autres, il semble donc que la pointe soit affectée par la température.

L'année 1994-1995 obtient la meilleure corrélation, soit un coefficient de détermination de 97%. Le résultat de la régression pour l'année 1995-1996 est écarté puisque la corrélation est faible.

L'équation de régression basée sur les données 1994-1995, a permis de normaliser la pointe 2001-2002 qui est de 2,8 MW à -37°C . La température minimale moyenne annuelle enregistrée entre 1993 et 2001 a été de $-39,6^{\circ}\text{C}$. C'est donc pour cette température que la pointe a été normalisée.

La pointe validée et normalisée pour le village de Waskaganish pour 2001-2002 est donc de 2,85 MW. Pour cette même température, on obtient une pointe normalisée de 2,29 MW pour 94-95 et 2,3 MW pour 95-96.

4. Croissance du village et prévisions de la demande

À partir de la pointe validée, une évaluation de la demande en électricité sur un horizon de quinze ans a été faite. Ces prévisions ont été établies selon la charge actuelle et la charge additionnelle prévue à chaque année. Ensuite, trois scénarios ont été établis. Les prochaines sections résument la stratification de la charge actuelle, les nouvelles charges prévues et finalement les prévisions pour chacun des scénarios.

4.1. Charge Actuelle

Il a été possible de recenser la charge actuelle du village grâce à des informations qui ont été fournies par M. Pierre Richard, Distribution Laurentides, qui est allé visiter le village récemment ainsi que par des recherches concernant la communauté sur Internet[2][3]. Ayant la charge actuelle, il est possible répartir la pointe de 2,85 MW normalisée précédemment à deux grandes catégories de charges. Il y a les clients commerciaux, institutionnels, industriels (CII) ainsi que la clientèle domestique. Selon le tableau 3, la charge actuelle CII est de 1,1 MW environ. En soustrayant cette valeur de 2,85 MW, la charge résidentielle se chiffre à 1,75 MW. En divisant cette valeur par 340 maisons, la charge de chaque résidence s'élève à 5 kW. Cette valeur est donc élevée pour des résidences chauffées au mazout et au bois, mais la présence de chauffage d'appoint à l'électricité et les températures froides enregistrées dans ce secteur pourrait expliquer ce niveau élevé de puissance par résidence. Il y a donc actuellement 1,1 MW de charge CII et 1,75 MW de charge résidentielle.

4.2. Charge prévue

Les informations concernant la prévision de la croissance du village ainsi que les projets identifiés sont provenus de deux sources différentes. En effet, une première source d'information est parvenue d'une lettre provenant du conseil de bande de Waskaganish en date du 26 février 2002 envoyée à M. Philippe Côté du MAINC. Cette lettre contient une liste de projets prioritaires jusqu'en 2004. La deuxième source d'information a été le «Community Master Plan» du village de Waskaganish[4]. Les prochaines sections présentent les besoins exprimés par la communauté par type de charge.

4.2.1. Charge domestique :

En ce qui concerne le développement résidentiel, la communauté de Waskaganish a fait savoir qu'il y aurait un besoin de 15 à 20 nouvelles résidences par année sur un horizon de 10 ans. Donc, pour chaque nouvelle maison, il a été fixé comme hypothèse que le système de chauffage serait électrique. Dans cette optique, une charge de 12 kW diversifiée a été fixée pour chaque nouvelle maison. Cette valeur de puissance diversifiée par résidence est issue de simulations faites dans le cadre de l'Étude de planification pour le village de Wemindji[5] et augmentée en raison des habitudes de consommation des résidents de Waskaganish, telles que stipulées dans le rapport de Distribution et Services à la clientèle[6].

Pour les clients domestiques actuels, il a été considéré que le système de chauffage serait converti du mazout à l'électricité après le raccordement au réseau principal. La réalisation de la conversion ne fait pas partie des plans actuels de la communauté, mais l'entente avec les Cris le prévoit. Ainsi, une charge additionnelle de 7 kW par maison convertie est appliquée dans ce cas, considérant que la charge de base d'une maison à Waskaganish est de 5 kW diversifiée.

4.2.2. Charge CII :

Selon les informations récoltées, il a été possible de dresser une liste des projets futurs concernant les charges commerciales, institutionnelles et industrielles (CII). Le tableau 3 présente cette liste ainsi que l'année prévue pour l'implantation des projets futurs.

Tableau 3 : Projets identifiés et charge actuelle CII

Charge	Puissance (kW)	Ajout TAE (kW)	Projeté	Actuel	Année
Station de police (ancienne)	6	14		x	-
Station de police(nouvelle)	20		x		2002
École primaire (en construction)	200		x		2002
École secondaire	100	100		x	-
Centre culturel	100	100		x	-
Aéroport	40	40		x	-
Aréna	150	150		x	-
Aréna (nouvelle)	200		x		2005
Clinique médicale	30	70		x	-
Hôpital	100			x	
"Wellness center"	25	25		x	-
Bâtiment conseil de bande	25	25		x	-
Bâtiment conseil de bande (extension)	25		x		2002
Poste de pompier (ancien)	25	25		x	-
Poste de pompier (nouveau)	50		x		2003
Garage du conseil de bande	50	50		x	-
Usine de pompage	30			x	-
Usine de pompage (extension)	30		x		2003
Usine de traitement des eaux	50			x	-
Motel	50	50		x	-
Motel extension (6 unités)	15		x		2003
Motel extension (6 unités)	15		x		2006
Northern Store	25	50		x	-
Centre commercial	75	75		x	-
Centre commercial extension	50		x		2004
Blackened construction	50	25		x	-
Mission pentecôte	25	25		x	-
Mission catholique	25	25		x	-
Entrepôts (Capital Works)	50	50		x	
Entrepôts (Nouveaux)	100		x		2003
Centre de trappeurs cris	50		x		2003
Station radio	15			x	
Recreation Hall	25			x	
Daycare center	25	25		x	
Station d'essence	15			x	
Cree programs	15			x	
Centre d'éducation	50		x		2003
Maison de personnes âgées	75		x		2003
Total	2006	924	880	1126	
Grand total	2930				

Dans le cas des charges projetées, il a été retenu comme hypothèse que le chauffage des futurs bâtiments serait à l'électricité plutôt qu'au mazout en raison de son coût moindre. Pour les charges actuelles, une charge supplémentaire a été fixée, soit la colonne «Ajout TAE», découlant du fait que le système de chauffage des bâtiments actuels pourrait être converti à l'électricité après le raccordement pour la même raison que mentionné précédemment. Les puissances rattachées à chaque bâtiment ont été établies selon des projets semblables qui ont vu le jour dans d'autres communautés Cries ou pour des bâtiments de grandeur similaire.

En effet, le rapport de Distribution et Services à la clientèle mentionné plus haut a permis de dresser un portrait des installations et habitudes de consommation des clients de Waskaganish. Ce qui en ressort, c'est que la majorité des clients résidentiels et clients CII chauffent au mazout. Une grande portion a aussi un chauffage d'appoint électrique. C'est donc à partir de cette information qu'une charge additionnelle de chauffage à l'électricité est à prévoir après le raccordement du village au réseau principal d'Hydro-Québec.

4.2.3. Scénarios de prévision de la demande

C'est donc avec ces informations que trois scénarios de prévisions de charges ont été établis, soit un scénario faible, un moyen et un fort. Le tableau 4 présente en détail les trois scénarios.

Tableau 4 : Détails des scénarios de prévision de charge

Scénario faible	
Nombre de maisons construites	10 / an. pour un total de 100 en 10 ans. Total : 1,2 MW
Nombre de maisons converties TAE	De 50 à 65 / an. à partir de 2006, pour un total de 340 maisons en 6 ans. Total : 2,38 MW
Clients CII ajoutés	0,88 MW en 5 ans, soit les charges identifiées seulement
Conversion clients CII TAE	Conversion progressive sur 6 ans pour un total de 0,925 MW à partir de 2006.
Scénario moyen	
Nombre de maisons construites	15 / an. Pour un total de 150 en 10 ans Total : 1,8 MW
Nombre de maisons converties TAE	De 50 à 65 / an. à partir de 2006, pour un total de 340 maisons en 6 ans. Total : 2,38 MW
Clients CII ajoutés	0,88 MW en 5 ans, soit les charges identifiées + 0,025 MW / année subséquente. Total : 1,13 MW
Conversion clients CII TAE	Conversion progressive sur 6 ans pour un total de 0,925 MW à partir de 2006.
Scénario fort	
Nombre de maisons construites	20/an. Pour un total de 200 en 10 ans. Total : 2,4 MW
Nombre de maisons converties TAE	De 50 à 65 / an. à partir de 2006, pour un total de 340 maisons en 6 ans. Total : 2,38 MW
Clients CII ajoutés	0,88 MW en 6 ans, soit les charges identifiées + 0,05 MW / année subséquente. Total : 1,38 MW
Conversion clients CII TAE	Conversion progressive sur 9 ans pour un total de 0,925 MW à partir de 2006.

Comme le tableau précédent le démontre, les trois scénarios ne diffèrent que par le nombre de maisons construites par année ainsi que par l'addition de charge CII. Pour ce qui est des conversions des systèmes de chauffage des clients domestiques et CII, il a été fixé comme hypothèse que la totalité des clients actuels seront convertis sur une période de 6 ans. Ainsi, elle ne varie pas d'un scénario à l'autre. Par contre, cette conversion est échelonnée de façon progressive à partir de 2006, soit au moment du raccordement du village. Le nombre de maisons construites par année est respectivement de 10, 15 et 20 pour les scénarios faible, moyen et fort, reflétant ainsi les besoins exprimés par le conseil de bande. En ce qui concerne les nouvelles charges CII, ce sont les charges uniquement prévues qui ont été appliquées au scénario faible, selon

leur année de réalisation. Pour les scénarios moyen et fort, une charge CII additionnelle de 0,025 MW et 0,05 MW par année a été prévue.

Un accroissement naturel de la charge de 0,4% a été appliqué pour les années allant de 2012 à 2016. Cette augmentation correspond au taux d'accroissement en terme de nombre d'abonnements pour la MRC de la Jamésie[7], dans laquelle fait partie la communauté de Waskaganish.

Il est à noter que les pointes indiquées dans les prévisions de la demande n'incluent pas de facteur de reprise en charge, comme ce fut le cas pour le village de Wemindji, car la remise en charge du réseau après une panne pourra être contrôlée par les disjoncteurs du poste.

Les trois tableaux suivants, soient le tableau 5, le tableau 6 et le tableau 7, présentent les prévisions de charge sur un horizon 15 ans.

Tableau 5 : Prévisions de charges sur 15 ans avec un scénario faible

Village de Waskaganish Hiver	HISTORIQUE				PRÉVISIONS															
	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	
Pointe en MW				2,80																
Pointe normalisée en MW				2,85	2,85	3,22	3,71	3,88	4,20	4,78	5,35	6,01	6,70	7,44	8,24	8,27	8,30	8,33	8,37	
Accroissement naturel					0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	
Nouvelles résidences					0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Nouvelles charges CII					0,25	0,37	0,05	0,20	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Conversion chauffage résidences					0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	0,39	0,42	0,42	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Conversion chauffage CII					0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	0,15	0,15	0,20	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total ajout					0,37	0,49	0,17	0,32	0,59	0,57	0,66	0,69	0,74	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
POINTE NORMALISÉE APRÈS XFERTS EN MW				2,85	3,22	3,71	3,88	4,20	4,78	5,35	6,01	6,70	7,44	8,24	8,27	8,30	8,33	8,37	8,40	
MVAR de la charge																				
MVAR condensateur																				
RÉSULTANTE MVAR				0,40	0,45	0,52	0,55	0,59	0,67	0,75	0,85	0,94	1,05	1,16	1,17	1,17	1,17	1,18	1,18	
POINTE DIVERSIFIÉE (MVA)				2,88	3,25	3,74	3,91	4,24	4,83	5,40	6,06	6,76	7,51	8,32	8,35	8,38	8,42	8,45	8,48	
Facteur de puissance	0,99																			

Tableau 6 : Prévisions de charges sur 15 ans avec un scénario moyen

Village de Waskaganish Hiver	HISTORIQUE				PRÉVISIONS															
	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	
Pointe en MW				2,80																
Pointe normalisée en MW				2,85	2,85	3,28	3,83	4,06	4,44	5,08	5,74	6,48	7,25	8,08	8,96	9,02	9,08	9,14	9,21	
Accroissement naturel					0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	
Nouvelles résidences					0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Nouvelles charges CII					0,25	0,37	0,05	0,20	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
Conversion chauffage résidences					0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	0,39	0,42	0,42	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Conversion chauffage CII					0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	0,15	0,15	0,20	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total ajout					0,43	0,55	0,23	0,38	0,65	0,66	0,74	0,78	0,83	0,89	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
POINTE NORMALISÉE APRÈS XFERTS EN MW				2,85	3,28	3,83	4,06	4,44	5,08	5,74	6,48	7,25	8,08	8,96	9,02	9,08	9,14	9,21	9,27	
MVAR de la charge																				
MVAR condensateur																				
RÉSULTANTE MVAR				0,40	0,46	0,54	0,57	0,62	0,72	0,81	0,91	1,02	1,14	1,26	1,27	1,28	1,29	1,30	1,31	
POINTE DIVERSIFIÉE (MVA)				2,88	3,31	3,86	4,10	4,48	5,13	5,79	6,54	7,32	8,15	9,05	9,11	9,17	9,23	9,30	9,36	
Facteur de puissance	0,99																			

Tableau 7 : Prévisions de charges sur 15 ans avec un scénario fort

Village de Waskaganish Hiver	PRÉVISIONS																		
	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17
Pointe en MW				2,80															
Pointe normalisée en MW				2,85	2,85	3,34	3,95	4,24	4,68	5,38	6,12	6,95	7,81	8,72	9,69	9,77	9,86	9,95	10,04
Accroissement naturel					0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Nouvelles résidences					0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nouvelles charges CII					0,25	0,37	0,05	0,20	0,02	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Conversion chauffage résidences					0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	0,39	0,42	0,42	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Conversion chauffage CII					0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	0,15	0,15	0,20	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total ajout					0,49	0,61	0,29	0,44	0,71	0,74	0,83	0,86	0,91	0,97	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
POINTE NORMALISEE APRES XFERTS EN MW				2,85	3,34	3,95	4,24	4,68	5,38	6,12	6,95	7,81	8,72	9,69	9,77	9,86	9,95	10,04	10,13
MVAR de la charge																			
MVAR condensateur																			
RÉSULTANTE MVAR				0,40	0,47	0,56	0,60	0,66	0,76	0,86	0,98	1,10	1,23	1,36	1,38	1,39	1,40	1,42	1,43
POINTE DIVERSIFIÉE (MVA)				2,88	3,37	3,98	4,28	4,72	5,43	6,18	7,01	7,88	8,80	9,78	9,87	9,96	10,05	10,14	10,23
Facteur de puissance	0,99																		

Donc, sur un horizon de quinze ans, la pointe du village de Waskaganish passera de 2,88 MVA à 8,48 MVA pour un scénario faible, à 9,36 MVA pour un scénario moyen et à 10,23 MVA pour un scénario fort. La figure 3 illustre graphiquement l'évolution de la prévision de la demande pour les trois scénarios.

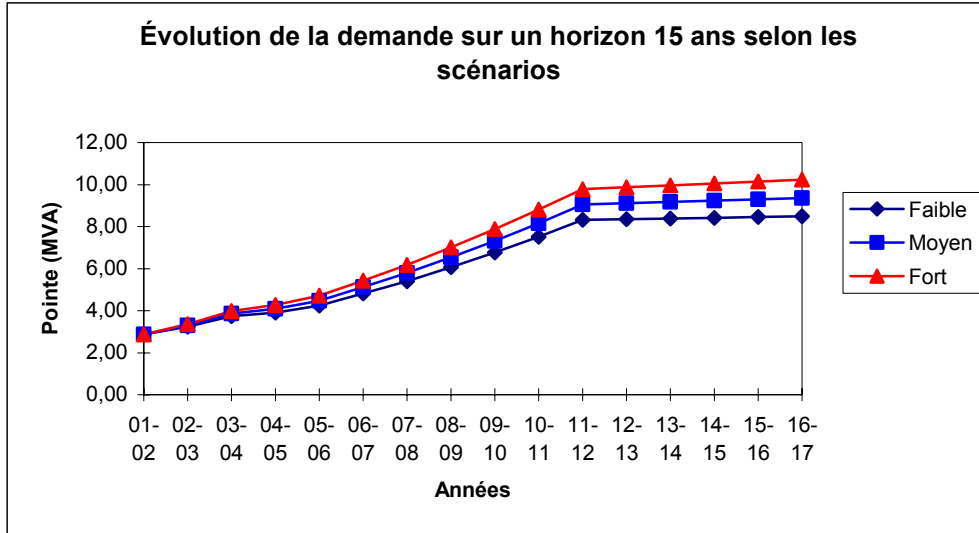


Figure 3 : Évolution de la demande sur un horizon 15 ans

Il s'agit de scénarios basés sur le fait que la communauté modifie le système de chauffage de leurs bâtiments. L'entente prévoit cette conversion, les prévisions doivent en tenir compte. Par contre, ces prévisions sont dépendantes de la volonté de la communauté de changer leurs systèmes de chauffage.

5. Niveau de tension et nombre de lignes

La distribution de l'énergie électrique est assurée dans le village par un réseau dont le niveau de tension est de 4,16 kV. TransÉnergie doit prévoir dans le poste à construire la tension de distribution du village. Plusieurs critères peuvent être utilisés pour faire ce choix. Pour cette étude, le principal critère retenu est le nombre de départs d'artères nécessaires pour alimenter la charge. Actuellement, deux départs à 4,16 kV sont utilisés pour alimenter le village.

Avec les scénarios de prévision de la demande, il est possible de déterminer le nombre de lignes nécessaires pour l'alimentation du village. Le scénario fort évalue la pointe en 2016-2017 à 10,3 MVA. Ceci signifie que pour un niveau de tension de 25 kV, une ligne serait suffisante pour alimenter le village. En y ajoutant une ligne de relève, deux départs doivent donc être présents au poste. À 4,16 kV, les artères acceptent une puissance maximale de 2,3 MVA. Ainsi, pour raccorder l'ensemble de la charge à l'horizon de planification, cinq départs seraient requis plus un départ de relève pour un total de six départs. Selon les informations reçues, TransÉnergie évalue le coût d'un départ de ligne à 500 k\$. Ainsi, en gardant le niveau de tension à 4,16 kV, ceci exigera l'ajout de 4 départs de ligne au poste, pour un coût total de 2 M\$.

En contrepartie, selon les informations reçues suite à la visite du village, les deux lignes actuelles sont en bon état et isolées à 25 kV. La conversion du village demanderait uniquement le changement des transformateurs basse tension qui passerait de 4,16 kV à 25 kV. Une centaine de transformateurs sont actuellement installés dans le village. Selon le répertoire des coûts unitaires de Projets de distribution[8], un transformateur 25 kV de puissance comprise entre 10 et 50 kVA coûte 2860 \$. L'enlèvement d'un transformateur demande 660\$. Avec la majoration de 27 %, l'installation de chaque transformateur exige un déboursé de 4 500 \$. Ainsi, le coût de la conversion du village totalise environ 450 k\$. Il est aussi probable que d'autres équipements soient à remplacer comme des poteaux par exemple. Il s'agit d'un ordre de grandeur, puisqu'une évaluation plus précise sera réalisée par l'équipe Projets prochainement. Selon les informations reçues par le territoire, la conversion du village de Wemindji, un autre village Cri de la Baie James, en 1995 a été estimée à environ 610 k\$. Il y a eu, dans ces travaux, 54 transformateurs monophasés et 11 transformateurs triphasés de changés. De plus, 27 poteaux ainsi que 98 traverses ont été remplacés. Finalement, un kilomètre de fil triphasé a été installé. Il est à noter qu'en 1995, les principes comptables appliqués n'incluaient pas les coûts complets.

Plusieurs éléments militent pour l'adoption du 25 kV pour ce village, mais ils n'ont pas été abordés en détail dans ce rapport. Par exemple, l'utilisation du 25 kV, qui est le niveau de tension normalisé, facilite l'entretien du réseau. Les

pertes électriques et les chutes de tension seront moindres sur un réseau à 25 kV. Si le réseau demeure à 4,16 kV, le passage de cinq lignes du poste vers le village pourrait poser un problème.

À l'analyse des travaux réalisés au village de Wemindji, la conversion du village de Waskaganish risque d'entraîner, elle aussi, des changements au réseau pour le rendre conforme, que ce soit par exemple au niveau de l'isolation, des poteaux ou des conducteurs. En l'absence d'évaluation des coûts précise, un facteur multiplicatif estimé à deux a été utilisé. Le coût total de conversion peut être estimé à deux fois le coût de conversion des transformateurs, soit environ 1M\$. Par rapport aux coûts de TransÉnergie, il est donc plus économique de convertir le réseau de distribution du village à 25 kV.

6. Conclusion

Cette étude de planification avait pour but d'établir les prévisions de charges du village cri de Waskaganish. En effet, le village doit être raccordé au réseau principal d'Hydro-Québec vers 2006 et les prévisions de charges permettent d'installer les équipements nécessaires à cette fin. Ce rapport a été basé sur les informations provenant du territoire Laurentides ainsi que le MAINC. Ainsi, les informations reflètent les besoins manifestés par le conseil de bande.

Des scénarios étudiés, c'est le scénario moyen qui est retenu puisqu'il est basé sur les besoins manifestés par la communauté. Or, les deux autres scénarios ne sont pas à négliger, puisqu'il donnent des balises face à une plus ou moins grande réalisation des projets.

Suite à l'entente signée entre les communautés Cries et le gouvernement, la communauté dispose maintenant de moyens financiers importants qui leur permettront de réaliser fort probablement leur plan de développement.

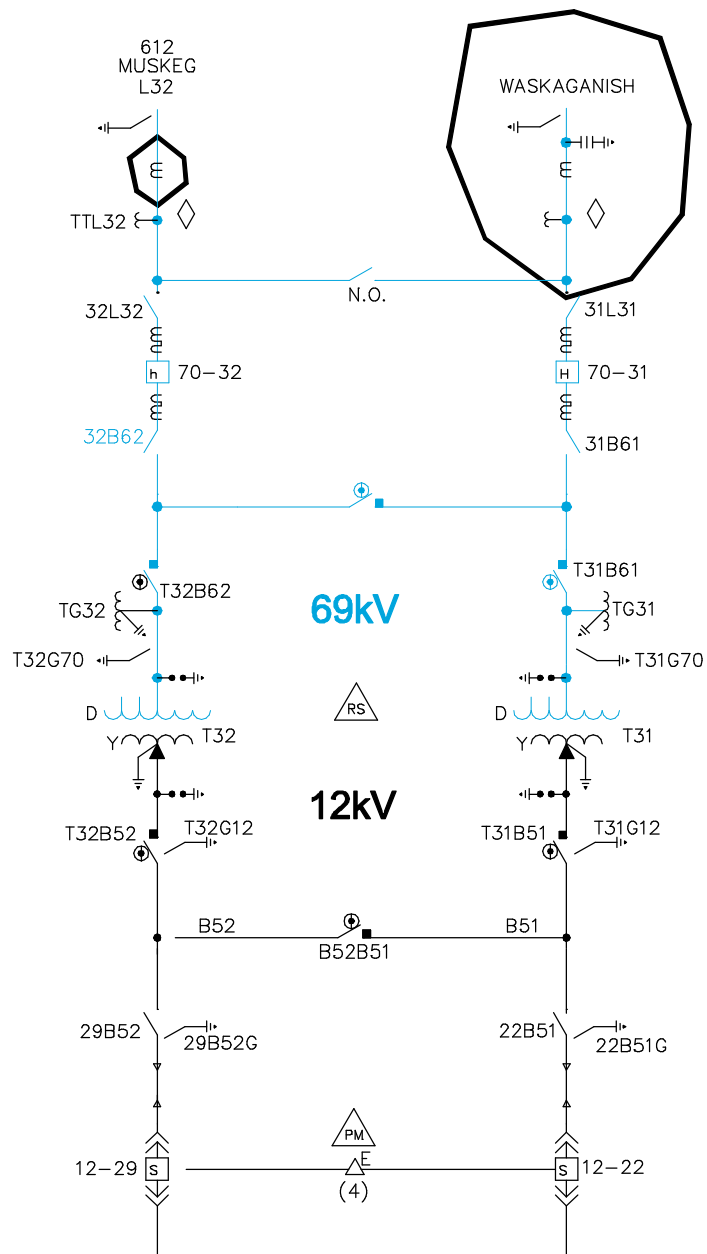
Il en ressort que sur un horizon de 15 ans, la pointe du village de Waskaganish sera de 9,36 MVA selon un scénario moyen. Plusieurs hypothèses ont été retenues pour atteindre ce niveau de charge, dont la principale est l'utilisation de l'électricité comme source d'énergie pour le chauffage de tous les bâtiments puisque ce volet est compris dans la convention relative à la ligne de transport de Waskaganish. La volonté et la rapidité de la conversion des systèmes de chauffage influencera les prévisions, mais le dimensionnement des équipements exige de prévoir dès maintenant ce scénario. Malgré l'absence d'informations précises sur les coûts de conversion, il semble que pour satisfaire cette demande, le village devrait être converti à un niveau de tension de 25 kV.

7. Références

- [1] Mettelet, Françoise, Bilan énergétique des résidences et évaluation des mesures d'économie d'énergie pour les clients résidentiels et d'affaires de la communauté de Waskaganish, Rapport Hydro-Québec Distribution, Distribution et Services à la clientèle, Équipe Réseaux Autonomes, mars 1997, Page 4.
- [2] Waskaganish,
http://www.autochtones.com/en/first_peoples/waskaganish.html
- [3] Profil statistique des communautés canadiennes – Waskaganish,
Statistiques canada, <http://www.statcan.ca/>
- [4] Community Master Plan,
<http://aboriginalcollections.ic.gc.ca/waskaganish/masterplan.html>.
- [5] DesBiens, Charles, Étude de planification pour le village de Wemindji,
Rapport Hydro-Québec Distribution, Orientations du réseau, Page 8,
30012-02-06-R, mars 2002.
- [6] Mettelet, Françoise, Bilan énergétique des résidences et évaluation des mesures d'économie d'énergie pour les clients résidentiels et d'affaires de la communauté de Waskaganish, Rapport Hydro-Québec Distribution, Distribution et Services à la clientèle, Équipe Réseaux Autonomes, mars 1997, Page 20
- [7] Raymond, François, Prévision du nombre d'abonnements domestiques et agricoles au 31 décembre 2002-2016, Rapport Hydro-Québec Distribution, Révision d'avril 2002, Prévision de la demande et du revenu, mai 2002.
- [8] Répertoire des coûts unitaires, Rapport Hydro-Québec Distribution, Projets de distribution, 2000, Page 10.

ANNEXE 3

**SCHÉMAS UNIFILAIRES DE LA SOLUTION
RECOMMANDÉE**

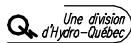


T31 FPE
 T32 WEST
 1-3 ϕ ONAN/ONAF
 12/16 MVA
 66/12.7 kV
 TREC \pm 10%
 Z: 6.9% À 12 MVA

SERVICE AUXILIAIRE 12 kV
 SCHÉMA 37121 S 700-00

 AJOUT

TransÉnergie



PROGRAMME D'ÉQUIPEMENT RÉSEAU RÉGIONAUX

DATE:
2003-01-28

DESSINÉ:
PIERRE SAVARD

PRÉPARÉ:
JEAN-LUC PÉPIN

TERRITOIRE:

TERRITOIRE NORD
 POSTE NÉMISCAU (PARTIE 69-12 kV)

DESCRIPTION DU PROJET:

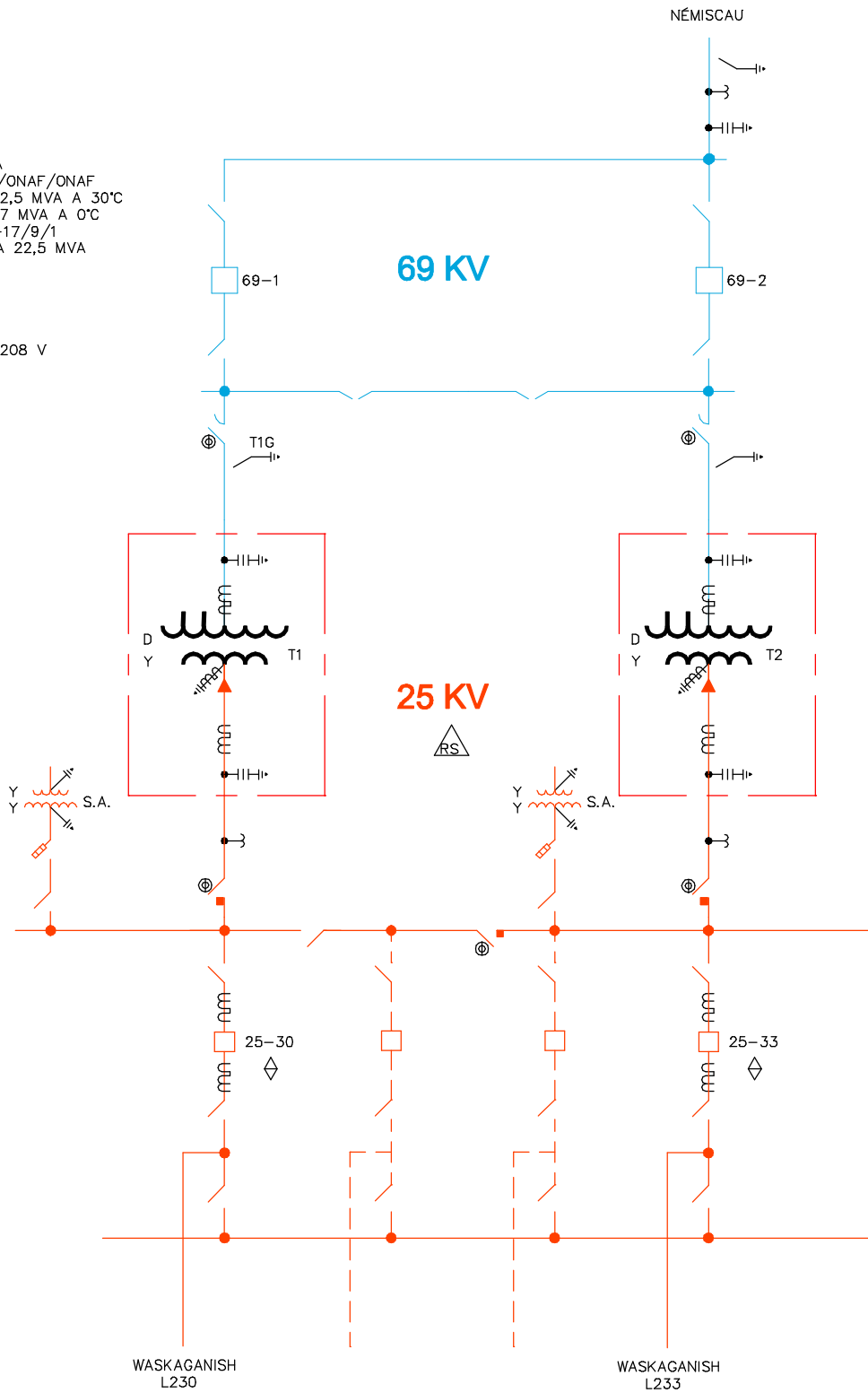
RACCORDEMENT DE LIGNE AU POSTE WASKAGANISH

No. PROJET PLANIFICATION:

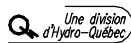
No. LOCAL:
37121

T1, T2 ASEA
 1-3Ø ONAN/ONAF/ONAF
 13,5/18,0/22,5 MVA A 30°C
 16,2/21,6/27 MVA A 0°C
 TREC: ±15%+17/9/1
 IMP. 11,0% A 22,5 MVA
 66/26,4 KV

S.A.
 3-1Ø ONAN
 75 KVA
 14400/120/208 V



TransÉnergie



PROGRAMME D'ÉQUIPEMENT RÉSEAU RÉGIONAUX

DATE:
2003-01-28

DESSINÉ:
PIERRE SAVARD

PRÉPARÉ:
JEAN-LUC PÉPIN

RÉF.: 38180-S-200

TERRITOIRE:

TERRITOIRE NORD
 INSTALLATION CHIBOUGAMAU

DESCRIPTION DU PROJET:

NOUVEAU POSTE WASKAGANISH 69-25KV

No. PROJET PLANIFICATION:

No. LOCAL:

ANNEXE 4

DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Date	2002-04-15	N°	00000000000000
		(Code de classement)	
Destinataire	Monsieur Jacques RÉGIS Président TransÉnergie	Expéditeur	Yves FILION Président Hydro-Québec Distribution
		Téléphone	289-3813
		C. élec.	
		Télécopieur	

Objet **Raccordement du village de Waskaganish au réseau principal**

En vertu, d'une part, de l'*Entente concernant une nouvelle relation entre le gouvernement du Québec et les Cris du Québec*, signée le 7 février 2002 et consécutive à la « Paix des Braves », et, d'autre part, de la *Convention relative à la ligne de transport de Waskaganish* (la Convention), dont copie est jointe à la présente, Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) doit prendre en charge l'alimentation en électricité du village de Waskaganish, à partir du réseau principal d'Hydro-Québec.

La Convention prévoit que le raccordement doit être terminé au plus tard le 31 décembre 2006 (article 4). Elle prévoit également que toutes les demandes de permis et d'autres autorisations, concernant la ligne de transport nécessaire au raccordement, doivent être déposées au plus tard le 31 mars 2003 (article 6).

La présente constitue la demande formelle du Distributeur pour que TransÉnergie entame les démarches nécessaires au raccordement du village de Waskaganish au réseau principal d'Hydro-Québec, dans le respect des dispositions de la Convention. Nous avons commencé à faire la prévision de la demande elle vous sera transmise dès que possible. Par ailleurs, comme TransÉnergie et le Distributeur devront obtenir l'autorisation de la Régie pour ce projet, et que nous devons nous-mêmes faire certaines études relatives à la faisabilité économique de ce projet, nous souhaitons recevoir le plus rapidement possible les renseignements suivants :

- la description du projet ;
- les coûts associés au projet ;
- les autres solutions envisagées ainsi que leurs coûts ;
- les délais de réalisation du projet et la date probable de raccordement ;
- la démonstration de la conformité à la Convention ;
- la liste des autorisations requises en vertu d'autres lois.

Nous vous remercions de votre excellente collaboration habituelle.