

Propriétaires de lots boisés



# RAPPORT FINAL

## Possibilités en matière de bioénergie pour les collectivités et les propriétaires de lots boisés du Nouveau-Brunswick

Trois études de cas sur les possibilités d'utilisation de la biomasse

**Fédération des propriétaires de lots boisés  
du Nouveau- Brunswick**

819, rue Royal  
Fredericton (N.-B.) E3G 6M1

11 mai 2010



## **Avant-propos**

---

Le projet Possibilités en matière de bioénergie pour les collectivités et les propriétaires de lots boisés du Nouveau-Brunswick est un effort conjoint de Stantec Consulting et d'AGFOR Inc. Le présent rapport d'études de cas présenté par Stantec est établi pour être lu conjointement avec le Regional Biomass Profiles Report (Rapport sur les profils de biomasse régionaux) préparé par AGFOR, qui décrit la matière biologique utilisée dans ces études de cas.

## RÉSUMÉ

---

La Fédération des propriétaires de lots boisés du Nouveau-Brunswick, en collaboration avec la Forêt modèle de Fundy – Réseau canadien de forêts modèles, le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick et d'autres groupes représentés à un comité directeur, souhaitaient une analyse indépendante sur la faisabilité d'installations thermiques et de cogénération (chaleur et électricité) à petite échelle pour produire de l'énergie à partir de la biomasse. Cette étude s'articule donc autour de trois études de cas représentant les trois possibilités intéressant le comité directeur et qui, selon lui, pourraient présenter une certaine viabilité. Trois études exploratoires de haut niveau ont été réalisées, sur les cas suivants :

- Installation sur le site d'une scierie d'une nouvelle centrale à turbine à condensation avec extraction de vapeur pour l'alimentation de l'usine en vapeur industrielle.
- Installation de chauffage centralisé à proximité d'un parc industriel et de bâtiments d'institutions (hôpital et écoles) afin de déterminer la faisabilité du chauffage de plusieurs bâtiments depuis un lieu central.
- Étude du chauffage saisonnier d'un bâtiment commercial individuel à l'aide d'une nouvelle chaudière à biomasse, y compris la conversion de l'infrastructure de chauffage existante.

Chaque cas a été initialement examiné pour évaluer la taille potentielle des installations de chaudières. La taille de la turbine à condensation de la scierie a été choisie en fonction des exigences de l'usine existante pour l'extraction de vapeur et en vue de maximiser la production d'électricité, conformément à la limite de 3 MW actuellement prescrite par le Programme de production intégrée d'Énergie NB. Dans les cas du chauffage centralisé et du chauffage saisonnier d'immeubles commerciaux, la taille des installations a été choisie en fonction des charges thermiques demandées. Selon les calculs, le système de chauffage centralisé choisi pourrait fonctionner grâce à une chaudière à biomasse de 400 HP (3924 kWth) de conception similaire à l'installation de la scierie. La puissance de la chaudière pour le chauffage saisonnier pourrait varier de 200 kWth à 400 kWth selon le bâtiment considéré.

Aux fins de cette étude d'évaluation, des renseignements obtenus auprès d'AGFOR sur les sources et les prix de la biomasse ainsi que des données de conception de Stantec ont été entrés dans le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen. Ce dernier est utilisé pour évaluer la production et les économies d'énergie, les opinions sur les coûts des investissements, les réductions d'émissions, la viabilité financière et le risque associé aux divers types d'énergies renouvelables et de technologies éconergétiques. Pour les besoins de cette étude, Stantec a développé un outil d'analyse de projets de cogénération chaleur-électricité à partir de la biomasse, BioCHP, afin de pouvoir produire des analyses de rentabilisation fondées sur RETScreen.

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Selon les évaluations décrites dans le rapport, aucun des trois cas n'est viable. Chacun subit les effets des économies d'échelle, le principal obstacle au succès des petites installations à la biomasse. En ce qui concerne les coûts des investissements, les coûts d'installation initiaux de la chaudière et de l'équipement connexe sont les plus importants. Que l'unité soit petite ou grande, le propriétaire doit, entre autres, acheter et préparer le terrain, installer l'équipement de manutention du combustible, la chaudière, l'équipement connexe ainsi que l'infrastructure associée, et embaucher des opérateurs. Accroître la capacité de l'unité a un coût différentiel moins élevé que le coût d'investissement global. C'est pourquoi les centrales électriques qui alimentent le réseau sont des unités de grande capacité, bénéficiant d'économies d'échelle et habituellement dotées de multiples chaudières installées au même endroit afin de profiter de l'infrastructure existante.

Voici un survol de la répartition des coûts pour chacun des cas (opinions sur les coûts et revenus probables) :

<b>1. Centrale à turbine à condensation (scierie)</b>	
Coût des investissements	22 715 000 \$
Coût d'exploitation	3 426 000 \$
Revenu	2 770 000 \$
<b>2. Installation (thermique) de chauffage centralisé</b>	
Coût des investissements	3 984 000 \$
Coût d'exploitation	1 089 400 \$
Revenu	225 689 \$
<b>3. Installation (thermique) de chauffage saisonnier</b>	
Coût des investissements	451 000 \$
Coût d'exploitation	17 900 \$
Revenu	13 000 \$

Ce survol de la répartition des coûts indique, pour chaque étude de cas, que le revenu probable est en deçà du coût d'exploitation probable. Les coûts d'exploitation englobent des postes standards, notamment les salaires, l'entretien régulier et préventif, le matériel, les frais d'assurance, sans oublier les coûts de combustible et le service de la dette. Pour chacune des études de cas, comme prévu, les coûts de combustible envisagés seuls seraient inférieurs aux revenus, puisque la biomasse est un combustible plus abordable. Ce sont les coûts d'exploitation et d'entretien, combinés à la récupération des dépenses d'équipement, qui sont à l'origine de la non-viabilité des cas.

À la lueur des résultats des études de cas, un certain nombre d'options visant à améliorer la viabilité sont présentées dans le cadre de l'examen de chaque cas. Voici quelques-unes des principales options à étudier :

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

- Chercher des charges thermiques à haute capacité sans fluctuations saisonnières, par exemple des procédés industriels. La récupération de l'investissement est plus difficile quand les charges sont saisonnières, puisque l'installation est fermée et ne génère aucun revenu la moitié de l'année. De plus, la chaudière doit avoir une taille suffisante pour répondre à la charge maximale, ce qui entraîne une faible utilisation de sa capacité quand elle fonctionne en deçà de la demande de pointe (dans le cas du chauffage centralisé, la demande thermique moyenne correspond à un dixième de la demande de pointe).
- La production d'électricité ne peut être économique qu'à des capacités supérieures. Énergie NB devrait relever le seuil de capacité de production intégrée au-delà de 3 MW pour améliorer la viabilité des petites centrales à la biomasse (>10 MW).
- Même si les turbines à vapeur à condensation représentent le meilleur moyen de produire de l'électricité indépendamment de la charge thermique, elles sont inefficaces sur le plan du rendement thermique quand on les compare aux centrales de cogénération à turbine à contrepression (rendement thermique net de 20 % et 66 % respectivement). L'inconvénient lié au fait que la production électrique de la turbine à contrepression dépend de la charge thermique peut être atténué en trouvant des besoins thermiques constants, moins saisonniers, pour une capacité supérieure.
- Le chauffage centralisé subit l'inconvénient de charges de chauffage saisonnières, mais des opportunités subsistent si on augmente le nombre de consommateurs et leur densité. Si des besoins de chauffage à haute capacité sont géographiquement concentrés, il est possible de réduire considérablement les coûts d'investissement pour la distribution pour un coût d'exploitation identique. On pourrait poursuivre l'étude auprès de regroupements denses de consommateurs.
- Les coûts de conversion sont très élevés pour les bâtiments existants, surtout ceux qui utilisent des plinthes électriques ou des serpentins de chauffage. La réhabilitation thermique des bâtiments dotés d'un système de chauffage à l'eau chaude alimenté par un générateur ou une chaudière à mazout est plus facile à réaliser. Ceci a des conséquences pour les revenus potentiels d'une installation de chauffage, puisque le coût du chauffage à la vapeur doit être à la fois inférieur à celui du système existant, pour faciliter la récupération de l'investissement de conversion, et assez élevé pour rentabiliser le coût des investissements de l'installation.
- Dans les petites installations pour un seul bâtiment, la capacité de chauffage est aussi un problème en regard des économies d'échelle. En raison des volumes de conditionnement d'air dans l'étude de cas des immeubles commerciaux, les besoins de chauffage sont moins élevés que prévu, ce qui influence la faisabilité d'une installation. Les bâtiments examinés dans l'étude du chauffage centralisé, par exemple l'école intermédiaire et secondaire, se seraient mieux prêtés à une évaluation étant donné les

besoins de chauffage plus grands de l'école et son infrastructure existante à l'eau chaude, qui pourrait être convertie à plus faible coût.

**Table des matières**

AVANT-PROPOS	F.1
RÉSUMÉ	E.1
<hr/>	
<b>1.0 INTRODUCTION</b>	<b>1.1</b>
1.1 DESCRIPTIONS DES TECHNOLOGIES FONDAMENTALES	1.2
1.1.1 Installation de chauffage (thermique)	1.2
1.1.2 Cogénération – Chaleur et électricité	1.3
1.1.3 Production d'électricité grâce à un procédé d'extraction de vapeur	1.5
1.2 INCITATIFS À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	1.7
1.2.1 Programmes du gouvernement fédéral	1.7
1.2.2 Législation provinciale	1.8
1.2.3 Production intégrée d'électricité au Nouveau-Brunswick	1.9
1.3 RETSCREEN	1.10
<hr/>	
<b>2.0 ÉTUDE DE CAS N° 1 : CENTRALE ÉLECTRIQUE/DE COGÉNÉRATION DANS UNE SCIERIE</b>	<b>2.1</b>
2.1 DESCRIPTION DU PROCÉDÉ	2.1
2.2 OPINION SUR LES COÛTS ET LES RETOMBÉES PROBABLES	2.3
2.2.1 Équipement principal	2.3
2.2.2 Opinion sur les coûts des investissements probables	2.4
2.2.3 Opinion sur les coûts d'exploitation annuels probables	2.5
2.2.4 Revenu et période de récupération	2.6
2.3 DISCUSSION SUR LE CAS N° 1	2.6
2.3.1 Analyses de sensibilité	2.6
2.3.2 Gaz à effet de serre	2.9
2.3.3 Risques	2.10
2.3.4 Options pour améliorer la viabilité	2.11
<hr/>	
<b>3.0 ÉTUDE DE CAS N° 2 : INSTALLATION DE CHAUFFAGE CENTRALISÉ – INDUSTRIES/INSTITUTIONS</b>	<b>3.1</b>
3.1 DESCRIPTION DE L'OCCASION	3.1
3.2 DESCRIPTION DU PROCÉDÉ	3.6
3.3 OPINION SUR LE COÛT PROBABLE	3.8
3.3.1 Équipement principal	3.8
3.3.2 Opinion sur les coûts des investissements probables	3.8
3.3.3 Opinion sur les coûts d'exploitation annuels probables	3.10
3.3.4 Revenu et période de récupération	3.11
3.4 DISCUSSION SUR LE CAS N° 2	3.12
3.4.1 Analyses de sensibilité	3.12
3.4.2 Gaz à effet de serre	3.14
3.4.3 Discussion générale	3.14

**Table des matières**

---

<b>4.0 ÉTUDE DE CAS N° 3 : CHAUFFAGE/CLIMATISATION D'UN IMMEUBLE COMMERCIAL INDIVIDUEL</b> .....	<b>4.1</b>
4.1 DESCRIPTION DE L'OCCASION .....	4.1
4.2 TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE ET DE CLIMATISATION ET CONVERSION .....	4.5
4.2.1 Chauffage .....	4.5
4.2.2 Climatisation .....	4.7
4.3 OPINION SUR LES COÛTS DES INVESTISSEMENTS ET LES RETOMBÉES PROBABLES .....	4.8
4.4 DISCUSSION SUR LE CAS N° 3 .....	4.12
4.4.1 Analyses de sensibilité.....	4.12
4.4.2 Gaz à effet de serre .....	4.12
4.4.3 Discussion générale.....	4.13

**LISTE DES FIGURES**

Figure 1.0 – Installation thermique dotée d'un système de génération de chaleur industrielle par une chaudière à vapeur .....	1.3
Figure 1.1 – Centrale de cogénération dotée d'une turbine à contrepression .....	1.4
Figure 1.2 – Centrale électrique utilisant une turbine à condensation avec extraction de vapeur pour la production de chaleur industrielle.....	1.6
Figure 2.0 – Période de récupération des capitaux propres en fonction du tarif d'exportation de l'électricité selon la capacité de l'unité.....	2.7
Figure 2.1 – Période de récupération des capitaux propres en fonction du coût de la biomasse selon la capacité de l'unité.....	2.8
Figure 3.0 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client industriel .....	3.2
Figure 3.1 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client institutionnel (hôpital).....	3.3
Figure 3.2 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client institutionnel (école primaire ou intermédiaire).....	3.4
Figure 3.3 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client institutionnel (école intermédiaire ou secondaire) .....	3.5
Figure 3.4 – Charge de chauffage centralisé annuelle présumée .....	3.5
Figure 3.5 – Demande de pointe présumée de chauffage centralisé .....	3.6
Figure 4.0 – Profils de consommation d'électricité présumés de B1 et B2 – charges de référence, climatisation et chauffage.....	4.4
Figure 4.1 – Vue extérieure d'une chaudière à biomasse KÖB Pyrot (gauche) et aperçu du système (droite) ( <a href="http://www.kob.cc">www.kob.cc</a> ).....	4.6
Figure 4.2 – Refroidisseur à absorption Trane (gauche) et aperçu du système (droite) ( <a href="http://www.trane.com">www.trane.com</a> ) [en anglais seulement].....	4.8

**Table des matières****LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1.0 – Trois études de cas sélectionnées par le comité directeur .....	1.1
Tableau 2.0 – Opinion sur les coûts des investissements probables – scierie .....	2.4
Tableau 2.1 – Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables – scierie .....	2.5
Tableau 2.2 – Opinion sur le revenu annuel probable – scierie .....	2.6
Tableau 2.3 – Production d’électricité et réduction potentielle des GES par MWh .....	2.10
Tableau 2.4 - Comparaison des coûts énergétiques et des rendements présumés des chaudières .....	2.12
Tableau 3.0 – Opinion sur les coûts des investissements probables – Installation de chauffage centralisé et centrale de cogénération .....	3.9
Tableau 3.1 – Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables – Installation de chauffage centralisé et centrale de cogénération .....	3.10
Tableau 3.2 – Opinion sur le revenu annuel probable – Installation de chauffage centralisé et centrale de cogénération .....	3.12
Tableau 3.3 – Coûts du biocombustible de substitution .....	3.13
Tableau 3.4 – Analyse des coûts du biocombustible de substitution .....	3.13
Tableau 3.5 – Réduction potentielle des GES – Système de chauffage centralisé .....	3.14
Tableau 4.0 – Répartition de la consommation d’électricité – B1 .....	4.2
Tableau 4.1 – Répartition de la consommation d’électricité – B2 .....	4.3
Tableau 4.2 – Opinion sur les coûts des investissements probables – B1 et B2 .....	4.9
Tableau 4.3 – Opinion sur les coûts de fonctionnement annuels probables – B1 et B2 .....	4.11
Tableau 4.4 – Opinion sur les économies de coûts annuelles probables – B1 et B2 .....	4.11
Tableau 4.5 – Réduction potentielle des GES – B1 et B2 .....	4.12

## 1.0 Introduction

---

La Fédération des propriétaires de lots boisés du Nouveau-Brunswick, en collaboration avec la Forêt modèle de Fundy – Réseau canadien de forêts modèles, le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick et d'autres groupes représentés à un comité directeur, souhaitent une analyse indépendante sur la faisabilité d'installations thermiques et de cogénération (chaleur et électricité) à petite échelle pour produire de l'énergie à partir de produits ligneux. Ce projet a deux principaux objectifs :

- Définir les possibilités de construire des installations à biomasse pour la production d'énergie à petite échelle et d'utiliser les ressources de biomasse forestières en tant que combustible potentiel dans des installations thermiques et de cogénération d'un bout à l'autre du Nouveau-Brunswick.
- Analyser la faisabilité financière de la construction et de l'exploitation d'installations à biomasse de production à petite échelle et discerner les obstacles politiques ou systémiques à leur construction et à leur exploitation.

À la lueur des objectifs du projet et de plusieurs séances de remue-méninges, et compte tenu du budget disponible, le comité directeur a décidé de procéder à une série d'études de cas pour mieux connaître les possibilités. Trois études de cas ont été sélectionnées pour mettre en relief les options de production énergétique et mieux illustrer les éléments à considérer : installation, exploitation, coût d'investissement, rendement, capacité, questions opérationnelles et écarts liés à la mise en œuvre. En raison de contraintes budgétaires, elles n'ont pu être réalisées que sous forme d'exercices préparatoires; on s'est servi de données de haut niveau sur les coûts afin de fournir des indications en la matière et d'analyses de sensibilité pour montrer les diverses possibilités existantes. Le tableau 1.0 présente les trois études de cas réalisées.

**Tableau 1.0 – Trois études de cas sélectionnées par le comité directeur**

Études de cas	Application
Étude de cas n° 1	Cogénération (chaleur et électricité)
Étude de cas n° 2	Chauffage centralisé (Chaleur seulement – grande échelle)
Étude de cas n° 3	Chauffage saisonnier (Chaleur seulement – petite échelle)

Pour chaque étude de cas, les données suivantes ont été examinées :

- Analyse des coûts de la matière biologique, y compris les options pour différents types de matière (résidus d'usine et de récolte, bois rond, etc.) et le risque associé à

l'augmentation et à la volatilité des coûts (voir le Rapport sur les profils de biomasse régionaux d'AGFOR).

- Détails sur l'exploitation de l'installation, notamment le complément d'effectif ainsi que l'entretien régulier et périodique et l'exploitation des installations de stockage de la matière biologique.
- Analyse de sensibilité évaluant la faisabilité des installations selon un éventail de coûts du mazout ou de l'électricité, en plus de la matière biologique provenant de la biomasse.
- Opinion sur les coûts probables de conception, d'approvisionnement, de construction et de mise en service de l'installation fournissant un ordre de grandeur pour déterminer s'il y a lieu de faire une analyse ou une étude plus poussée.
- Différence entre les coûts de la méthode de chauffage existante et l'installation de biomasse proposée.
- Rendement énergétique de l'installation spécifique.
- Impact des calendriers d'exploitation et de la fermeture de l'installation (en raison de l'entretien régulier, des fermetures saisonnières).
- Indication des impacts en matière de gaz à effet de serre.
- Coûts de conversion pour passer du système existant au système à biomasse.

Dans le présent rapport, chaque étude de cas est présentée dans sa propre section.

Dans les sous-sections suivantes, les études de cas sont précédées d'une mise en contexte, comme demandé par le comité directeur. Le but est de fournir des données sur les méthodes de conversion énergétique utilisées et d'autres renseignements pertinents.

## **1.1 DESCRIPTIONS DES TECHNOLOGIES FONDAMENTALES**

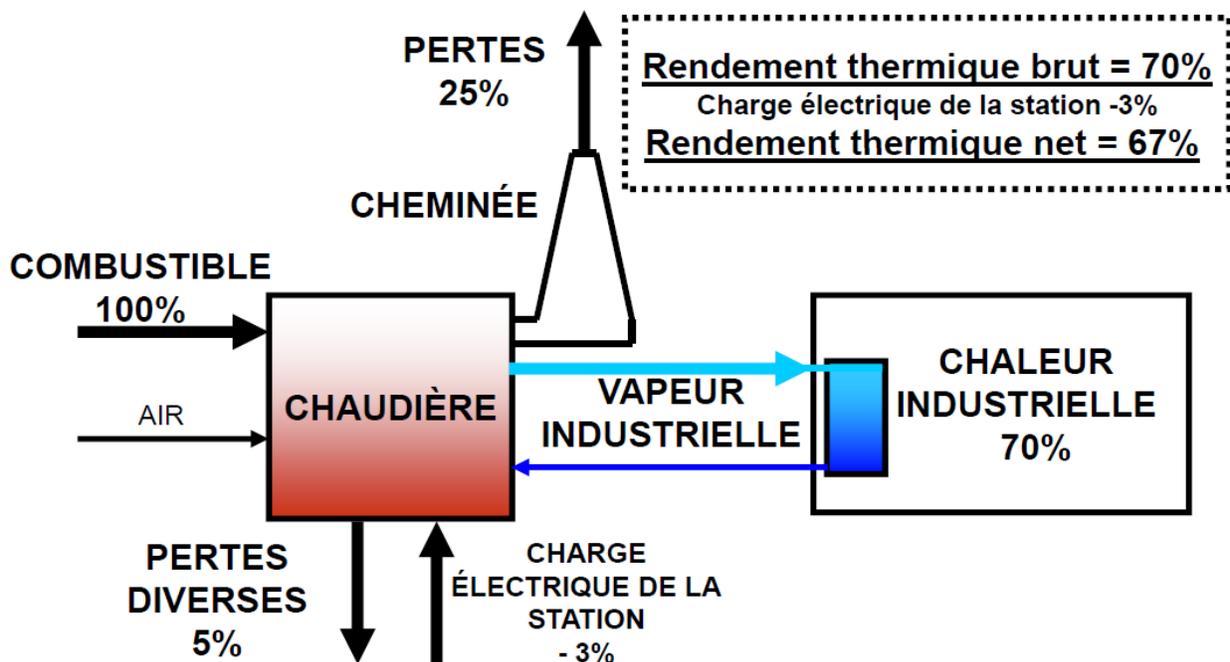
Au cours du développement du contenu du projet, certains éléments ont dû être abandonnés au profit d'autres afin de respecter les contraintes budgétaires. Un des aspects qui n'a pas pu être financé est l'examen et l'analyse en détail des technologies actuelles de conversion à la biomasse pour une production à petite échelle. Par conséquent, les études de cas sont fondées sur les technologies éprouvées et disponibles sur le marché de chaudière et de turbine à vapeur. La chaudière est utilisée pour convertir la biomasse en vapeur qui, à son tour, est utilisée comme source de chaleur ou pour alimenter une turbine qui la transforme en électricité. Les trois sous-sections qui suivent décrivent les trois arrangements fondamentaux utilisés dans les évaluations des études de cas.

### **1.1.1 Installation de chauffage (thermique)**

L'installation thermique représente l'utilisation la plus élémentaire de la biomasse dans le cadre de cette étude. Il s'agit simplement de la conversion d'une biomasse de combustible solide en chaleur pouvant être utilisée dans le cadre d'un procédé ou à des fins de chauffage. La

figure 1.0 représente graphiquement le procédé et son rendement thermique (efficacité de consommation de la chaleur produite). Les descriptions suivantes sont fondées sur le biocombustible (les pourcentages varient selon le type de combustible et l'efficacité de la chaudière) et sont des valeurs approximatives données aux fins de discussion.

Sur la figure 1.0, le biocombustible (à gauche) représente 100 % de l'apport de chaleur. Durant les étapes de la combustion, de la production de vapeur et du nettoyage du gaz d'échappement (gaz de combustion), il se produit une perte de chaleur d'environ 5 % (pertes diverses, au bas de la figure). En plus des pertes internes, on constate une perte thermique d'environ 25 % par la cheminée. Par conséquent, 70 % de la chaleur peut être transférée par la vapeur : il s'agit du rendement thermique **brut** du système. Compte tenu des exigences électriques des pompes et de l'équipement divers (estimées ici à 3 %), on peut prévoir un rendement thermique **net** de 67 %.

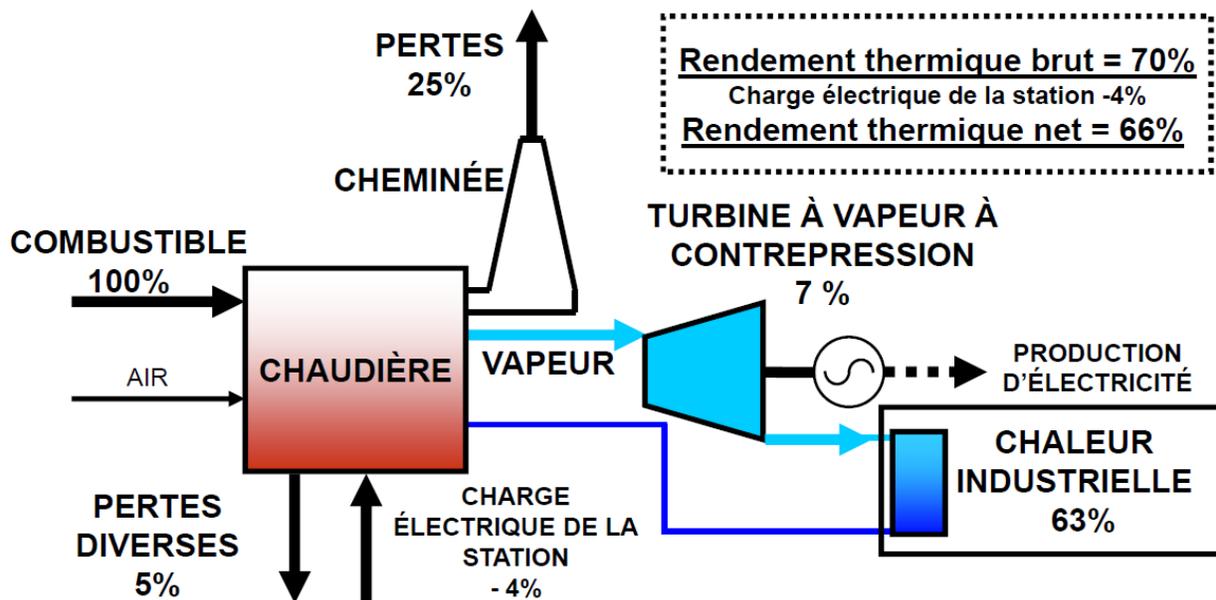


**Figure 1.0 – Installation thermique dotée d'un système de génération de chaleur industrielle par une chaudière à vapeur**

### 1.1.2 Cogénération – Chaleur et électricité

Dans le cas d'une centrale de cogénération, l'installation produit chaleur et électricité. Il y a deux types de turbines utilisées pour produire de l'électricité à partir de vapeur et la figure 1.1 illustre une des deux options abordées dans l'étude de cas. Il s'agit d'une turbine à vapeur appelée turbine à contrepression (ou turbine sans condensation).

L'arrangement est similaire à celui de la chaudière de l'installation thermique, soit 100 % de l'apport de chaleur provenant du combustible, une perte thermique d'environ 5 % durant le procédé et de 25 % par la cheminée. La principale différence, c'est la possibilité de produire de l'électricité. Dans cet arrangement, la turbine à contrepression est placée entre la chaudière et la charge de chauffage industriel. La chaudière doit dans ce cas-ci fournir de la vapeur à haute pression et haute température (plus de 600 lb/po<sup>2</sup> à 750 °F) à la nouvelle turbine à contrepression. La turbine libère la vapeur aux conditions de basse pression que demande le procédé à la figure 1.0 (pas de changement du déroulement du procédé). L'expansion de la vapeur à haute température pour passer de la haute à la basse pression dans la turbine permet aux pales et au rotor du générateur de produire de l'électricité. Dans l'exemple, la turbine consomme 7 % de la chaleur; il en reste 63 % pour le procédé. Dans cet arrangement, la chaudière doit être plus grande que celle de la figure 1.0, car elle doit consommer davantage de combustible (11 % de plus) pour produire suffisamment de chaleur pour alimenter la turbine tout en produisant la même charge de chaleur industrielle.



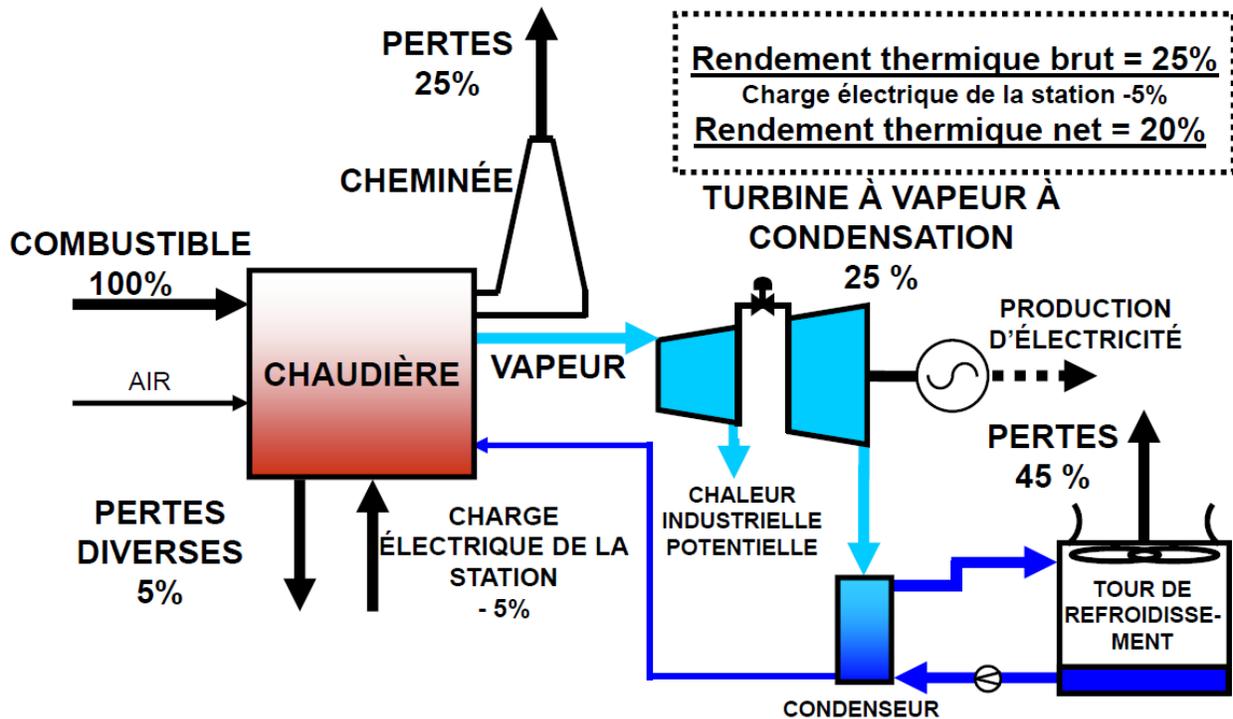
**Figure 1.1 – Centrale de cogénération dotée d'une turbine à contrepression**

Si on considère l'utilisation de la chaleur, le rendement thermique brut de cette option équivaut à celui de l'installation thermique, à savoir 70 % environ (7 % pour la turbine et 63 % pour le procédé). Une légère augmentation de la charge électrique de la station abaisse le rendement net à 66 % (en raison de l'équipement additionnel de la turbine). L'utilisation d'une turbine à contrepression est considérée comme le système de cogénération parfait, puisque toute la chaleur est utilisée (par la turbine et le procédé). Le seul inconvénient dans ce type de dispositif, c'est que la production d'électricité est directement liée à la charge de chaleur

industrielle. Pour produire de l'électricité, la chaudière fournit simplement un peu plus de chaleur à la vapeur qui va au procédé. À la conception, la capacité de la turbine est donc déterminée en fonction de la charge industrielle maximale prévue. Dès lors, plus la charge de chaleur industrielle disponible est élevée, plus la turbine peut être grosse et plus le potentiel de production d'électricité est élevé. Bien que la taille de la turbine soit adaptée à la charge de chauffage maximale, une fois qu'elle est en fonction, si le procédé fonctionne à petites charges ou ne fonctionne pas du tout, la production d'électricité et les revenus associés en subissent directement les conséquences.

### **1.1.3 Production d'électricité grâce à un procédé d'extraction de vapeur**

Pour éviter la perte sur le plan de la production d'électricité durant les périodes où les demandes de chaleur industrielle sont réduites ou inexistantes, il est possible d'utiliser une turbine à condensation fonctionnant à l'aide d'un procédé d'extraction de vapeur. Comme c'est le cas avec la turbine à contrepression, la chaudière doit fournir de la vapeur à haute pression et température qui se dilate dans la turbine à condensation. Comme l'illustre la figure 1.2, à une pression donnée, une certaine quantité de vapeur peut être extraite aux fins de production de chaleur industrielle. Le reste de la vapeur continue à se dilater dans la turbine jusqu'à sa libération dans un condenseur. Ce dernier est un gros échangeur de chaleur, fonctionnant sous dépression, utilisé pour condenser le reste de la vapeur en eau qui retourne à la chaudière. Pour refroidir et condenser la vapeur, il est alimenté par de l'eau froide provenant d'une tour de refroidissement.



**Figure 1.2 – Centrale électrique utilisant une turbine à condensation avec extraction de vapeur pour la production de chaleur industrielle**

La turbine à condensation essaie d'extraire autant d'énergie que possible de la vapeur avant de la condenser. La production d'électricité est maximale quand il n'y a aucune production de chaleur industrielle et que toute la vapeur parvient au condenseur. Comme l'illustre la figure 1.2, cette option présente des caractéristiques similaires quant à la chaudière, soit des pertes internes et par la cheminée de 5 % et 25 % respectivement. Les 70 % restants de la chaleur produite sont disponibles pour produire de l'électricité. Le fait d'extraire de la vapeur de la turbine selon les besoins donne à la turbine à condensation l'avantage d'être indépendante des demandes de chaleur industrielle. Cet avantage lui permet de produire de l'électricité en tant qu'unité autonome, contrairement à la turbine à contrepression.

L'inconvénient majeur de la turbine à condensation, c'est que pour fonctionner, elle doit libérer la chaleur de la vapeur de condensation dans le condenseur et la tour de refroidissement. Typiquement, environ 45 % de l'apport total de chaleur est libéré sous forme de chaleur à basse température (inadéquate pour la production de chaleur industrielle). Par conséquent, seuls les 25 % qui restent peuvent être utilisés pour produire de l'électricité, ce qui entraîne un faible rendement thermique brut et net. Du point de vue des coûts, le propriétaire doit payer pour se débarrasser de la chaleur à basse température du condenseur afin que la turbine fonctionne.

Dans le cas de la turbine à contrepression, l'énergie était essentiellement un sous-produit du service à valeur ajoutée consistant à fournir de la chaleur au procédé.

Mais alors, pourquoi les turbines à condensation sont-elles fréquemment utilisées dans des centrales au charbon et au mazout du monde entier? En fait, leur faible rendement est habituellement compensé par les économies d'échelle que permet la construction de centrales à très grosse capacité (p. ex. centrales électriques qui alimentent un réseau public). La production d'électricité pour un réseau public n'est habituellement pas associée à un procédé. Si c'était le cas, les besoins de chaleur industrielle devraient être très importants pour correspondre à la production d'électricité nécessaire. C'est aussi le facteur qui limite les installations de production à petite échelle au Canada, puisque les économies d'échelle jouent en leur défaveur, rendant les coûts inabordables.

## **1.2 INCITATIFS À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ**

### **1.2.1 Programmes du gouvernement fédéral**

#### **Catégorie 43.2**

Le gouvernement fédéral offre le programme Déduction pour amortissement accéléré relativement au matériel de production d'énergie efficace et renouvelable (Catégorie 43.2). Selon Ressources naturelles Canada, ce programme a pour objectif de fournir un taux d'amortissement accéléré (catégorie 43.2 : 50 % par année, dont la moitié (25 %) la première année) pour les investissements qui produisent de la chaleur utilisée dans un processus industriel ou de l'électricité en utilisant des sources d'énergie renouvelable ou du combustible résiduaire (biomasse). Détails à l'annexe II du Règlement de l'impôt sur le revenu.

La Catégorie 43.2 « vise à aider de tels investissements en permettant aux entreprises de radier le coût en capital de ces biens à un taux plus rapide que si les coûts étaient radiés sur la durée de vie utile des biens, permettant ainsi d'améliorer le taux de rendement après impôt de ces investissements » (<http://oee.nrcan.gc.ca>).

Le programme actuel de la Catégorie 43.2 est en vigueur jusqu'en 2020, année où on examinera son renouvellement.

#### **Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie au Canada (FEREEC)**

Comme décrit ci-dessus, la Catégorie 43.2 est un incitatif visant à améliorer la viabilité des projets en fonction des actifs acquis. Avant et pendant la construction, il y a d'autres dépenses de démarrage à assumer, notamment les études de pré faisabilité et de faisabilité, les approbations réglementaires, la conception et les études techniques détaillées. Une grande partie de ces dépenses entrent dans la catégorie des Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie au Canada (FEREEC), qui permet de déduire entièrement les

dépenses admissibles l'année où elles sont engagées, de les reporter ou de les transférer à des investisseurs. Certaines dépenses, par exemple la gestion de projet, ne sont cependant pas couvertes.

Les détails du programme des FEREEC et des catégories 43.1 (combustibles fossiles) et 43.2 (biomasse) se trouvent dans un guide gratuit disponible auprès du Secrétariat de la catégorie 43.1/43.2 de l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada : <http://oee.nrcan.gc.ca/industriel/appui-financier/incitatifs-fiscaux.cfm?attr=24>.

### **Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable**

Le gouvernement fédéral offre un deuxième programme, le Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable. Ce programme propose un incitatif de 1 ¢/kWh produit pendant dix ans. Pour une centrale à la biomasse, l'unité doit être certifiée ÉcoLogo<sup>MC</sup> par TerraChoice Environmental Marketing Inc. en vertu du programme Choix environnemental<sup>MC</sup> d'Environnement Canada, et toutes les installations admissibles doivent avoir été mises en service entre le 1<sup>er</sup> avril 2007 et le 31 mars 2011. Le document sur les critères de certification (DCC-003) est disponible sur le site web de TerraChoice à <http://www.terrachoice-certified.com/fr/certified/process/>.

#### **1.2.2 Législation provinciale**

La *Loi sur l'électricité du Nouveau-Brunswick*, promulguée le 1<sup>er</sup> octobre 2004, a ouvert à la concurrence le secteur de la production d'électricité au Nouveau-Brunswick. Elle a donné lieu à une vaste restructuration qui s'est traduite par la fragmentation d'Énergie NB en filiales distinctes responsables de la production (centrales hydroélectriques et thermiques, et nucléaire), de la transmission, de la distribution et des opérations. De plus, la *Loi sur l'électricité* a exigé qu'Énergie NB achète de l'électricité auprès de producteurs d'énergie indépendants (PEI). Cette situation a abouti à la création du programme Production intégrée, décrit en détail dans la sous-section suivante.

En 2006, le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables – Loi sur l'électricité (2006-274, Règl. 2006-58)* a imposé à Énergie NB la production (ou l'achat) de 10 % de ses besoins d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable ou alternative d'ici 2016. Cette production doit être certifiée ÉcoLogo<sup>MC</sup>. À l'heure actuelle, la majeure partie de l'énergie renouvelable provient de parcs éoliens établis dans la province. Selon le rapport annuel 2007-2008 d'Énergie NB, un total de 309 MW d'énergie intégrée devrait être transmis au réseau en 2009 et, grâce à de nouveaux parcs éoliens, la société prévoit atteindre l'objectif des 10 % en 2010 plutôt qu'en 2016.

L'énergie renouvelable dans le secteur de la production d'électricité était aussi ciblée dans le Plan d'action sur les changements climatiques 2007-2012 du Nouveau-Brunswick, une initiative du gouvernement provincial pour ramener les émissions de gaz à effet de serre (GES) au

niveau de 1990 d'ici 2012, avant de viser une autre réduction jusqu'à 10 % en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2020. Une des principales étapes définies dans le plan d'action est le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables* susmentionné.

Selon la définition de « producteur » dans la *Loi sur l'électricité*, il y a trois activités principales qu'un producteur d'énergie indépendant peut exercer dans le secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick :

- Libre accès au transport : la première de ces activités est l'exploitation d'une installation de production à grande échelle raccordée directement au réseau de transmission. Ce type d'entreprises est autorisé à vendre l'électricité produite à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB), aux grands usagers industriels directement raccordés au réseau de transmission, aux trois services de distribution municipaux existants ou aux clients à l'extérieur de la province (p. ex. aux États-Unis). Le prix du contrat est négocié entre les producteurs et les clients, et le producteur paie un tarif pour l'utilisation du réseau de transmission.
- Production intégrée : la deuxième activité autorisée est la production intégrée. Le producteur est relié au réseau de distribution local et vend l'électricité à Distribution Énergie NB, qui l'achète au coût de l'électricité remplacée, généralement plus bas que le tarif du marché.
- Facturation nette : la troisième activité (autorisée par la politique d'Énergie NB) est la facturation nette. Elle permet aux consommateurs finaux d'électricité de produire de l'électricité pour leur usage personnel (jusqu'à 100 kW) pour remplacer en totalité ou en partie celle qu'ils achèteraient sinon à Distribution Énergie NB. Le prix obtenu correspond à la pleine valeur au détail de l'électricité, puisque la quantité produite est déduite de la quantité consommée par le client, ce dernier payant la différence.

### **1.2.3 Production intégrée d'électricité au Nouveau-Brunswick**

Comme mentionné plus haut, Énergie NB a mis en œuvre un programme de production intégrée. Ce programme permet aux producteurs d'électricité qui utilisent des ressources renouvelables (p. ex. biomasse, vent, marées) de se raccorder au réseau de distribution et de vendre de l'électricité à Énergie NB. Il a été initialement établi en 2004, à la promulgation de la *Loi sur l'électricité*, mais a été peu mis en œuvre pour ce qui est de la biomasse. En outre, il imposait des négociations pour déterminer les structures tarifaires pour les ventes d'énergie. Pour améliorer le processus de demande et éliminer la nécessité des négociations, un tarif de rachat préétabli a été fixé, constituant un prix fixe pour les PEI ayant un contrat à long terme. En vigueur depuis le 1<sup>er</sup> avril 2009, le tarif de rachat a été établi à 9,445 ¢/kWh, en fonction entre autres du coût évité pour Énergie NB et de la valeur des attributs environnementaux. Fait à savoir, dans un contrat de production intégrée, Énergie NB achète l'énergie renouvelable et les

attributs environnementaux, de sorte qu'un PEI ne pourrait pas demander l'incitatif financier d'ÉcoLogo, bien qu'il soit tenu d'être certifié ÉcoLogo.

La limite de capacité associée au programme est de 100 kW à 3000 kW (ou 3 MW).

### **1.3 RETSCREEN**

Aux fins de cette étude d'évaluation, des renseignements obtenus auprès d'AGFOR ainsi que les données de conception de Stantec ont été entrés dans le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen. Ce dernier est utilisé pour évaluer la production et les économies d'énergie, les opinions sur les coûts des investissements, les réductions d'émissions, la viabilité financière et le risque associé aux divers types d'énergies renouvelables et de technologies éconergétiques. Pour les besoins de cette étude, Stantec a développé un outil d'analyse de projets de cogénération chaleur-électricité à partir de la biomasse, BioCHP, afin de pouvoir produire des analyses de rentabilisation fondées sur RETScreen.

RETScreen est un outil international de type tableur pour l'analyse de projets d'énergies propres développé par Ressources naturelles Canada sur Microsoft Excel. La version de Stantec de l'outil facilite l'analyse des projets de cogénération (chaleur et électricité) à partir de la biomasse; il est utilisé pour évaluer la validité d'un projet potentiel de haut niveau. Les projets jugés potentiellement viables ou à la limite de la viabilité devraient être sélectionnés pour des études de préfaisabilité ou de faisabilité approfondies.

## **2.0 Étude de cas n° 1 : Centrale électrique/de cogénération dans une scierie**

---

Une scierie a été sélectionnée comme site pour l'analyse d'une centrale de cogénération qui fournit une charge thermique industrielle et produit de l'électricité. Dans l'objectif d'améliorer l'activité, les propriétaires s'intéressent à la possibilité d'installer une nouvelle centrale électrique ou de cogénération pour produire de l'électricité et de la vapeur industrielle à partir des déchets de bois.

Énergie NB permettra aux petits producteurs d'accéder au réseau de distribution et subventionnera leur production à partir de combustibles non fossiles en achetant l'énergie à un prix supérieur à celui du marché local. Cet arrangement vaut pour un maximum de 3 MW. Compte tenu de cette limite, l'étude suivante a été réalisée pour déterminer la faisabilité d'une utilisation du site de la scierie pour produire de l'électricité et de l'incorporation de la nouvelle chaudière et du turbogénérateur à vapeur au procédé existant.

La scierie existante est dotée d'une chaudière à biomasse alimentée par du bran de scie capable de produire environ 10 500 lb/h ou 125 lb/po<sup>2</sup> de vapeur saturée pour alimenter les séchoirs à vapeur du site et répondre aux besoins de chauffage du bâtiment. Cette méthode, qui fait appel à la biomasse, est un moyen efficace de transférer la chaleur du combustible au procédé en utilisant de la vapeur, comme décrit dans la section 1.1.1, et est caractéristique des centrales à vapeur typiques des scieries (les matières biologiques servant de combustible peuvent varier de la biomasse aux combustibles fossiles, tandis que l'huile thermique peut remplacer la vapeur).

Cette étude de cas a pour but de remplacer le système de chauffage existant alimenté par du bran de scie par une nouvelle chaudière à biomasse alimentée par de l'écorce ou du combustible de déchets de bois, associée à une turbine électrique. Pour le scénario de référence servant à la conception du système, on prend l'hypothèse d'une centrale à turbine à condensation capable de produire 3 MW d'électricité toute l'année tout en répondant à la charge de vapeur de la scierie. La capacité de 3 MW permet à la scierie de maximiser son offre à Énergie NB dans le cadre du programme de production intégrée. La centrale à turbine à condensation est préférée à une centrale de cogénération au sens strict, car la charge de vapeur de la scierie est insuffisante pour produire 3 MW à l'aide d'une turbine à contrepression (production maximale d'environ 0,5 MW à l'aide de 10 500 lb/h de vapeur).

### **2.1 DESCRIPTION DU PROCÉDÉ**

La section qui suit décrit les différents aspects du procédé se rattachant à la nouvelle centrale à turbine à condensation. Mentionnons que, du point de vue du procédé, la capacité de la turbine à condensation détermine la taille du reste de l'équipement.

Étude de cas no 1 : Centrale électrique/de cogénération dans une scierie  
le 11 de mai, 2010

---

La capacité additionnelle des piles et des cuves de stockage est déterminée par les retards attendus dans le procédé attribuables par exemple aux calendriers de livraison par camion ou à des interruptions non prévues dans le déroulement des opérations. Stantec a fixé la taille de ces piles et cuves de stockage en fonction de sa connaissance des besoins locaux et de son expérience dans des projets similaires. Les installations existantes de la scierie seront incorporées dans le nouveau procédé chaque fois qu'il sera pratique de le faire. Cependant, la production d'électricité est une opération continue (24 h sur 24), tandis que la scierie a un fonctionnement variable. La centrale doit être autonome du point de vue des opérations.

Le procédé commence par l'apport de combustible dans le complexe de la scierie. Le combustible peut provenir de sources variées. À l'interne, la scierie produit de l'écorce, du bran de scie, des rabotures et des copeaux. Une partie de ces produits seront vendus à l'extérieur pour accroître le revenu potentiel, tandis que le reste sera placé sur la pile de combustible par une chargeuse frontale, pour être utilisé par la chaudière. L'écorce provenant de l'extérieur sera transportée à la scierie par des camions qui seront déchargés par une bascule de déchargement. Le matériel déchargé sera placé sur la pile de stockage extérieure pour traitement ultérieur. La pile aura une capacité de stockage d'une semaine (environ 3600 m<sup>3</sup> ou 120 000 pi<sup>3</sup>).

Le combustible sera déposé sur un convoyeur à courroie qui alimente une déchiqueteuse. Ce convoyeur sera doté d'un aimant et d'un détecteur de métal afin de protéger la déchiqueteuse et la chaudière de tout dommage causé par une contamination par du métal. L'écorce déchiquetée sera ensuite acheminée à un bac de stockage assez grand pour contenir le combustible que la chaudière consomme en 24 heures à son taux d'allumage maximum.

Ensuite, le combustible sera acheminé par un système d'alimentation/de distribution à convoyeur sous tension du bac de stockage au fourneau de la chaudière. Il alimentera la chaudière selon la demande de production de vapeur. Le fourneau brûlera le combustible sur une grille sous tension qui sortira les cendres de la chaudière pendant la combustion. Cette étape peut se faire de différentes façons, selon le modèle du fournisseur de la chaudière. La cendre est enlevée et acheminée par convoyeur vers un bac externe pour élimination. Elle sera envoyée à des installations d'élimination en dehors du complexe de la scierie.

De 600 à 900 lb/po<sup>2</sup> de vapeur peuvent être produites dans la chaudière et surchauffées de 750 °F à 900 °F à un débit de 42 000 lb/h. La vapeur est envoyée au turbogénérateur, qui en extraira jusqu'à 3 MW d'électricité. Une partie de la vapeur sera extraite du turbogénérateur à la pression de l'installation, tandis que le reste parviendra au condenseur. La chaleur du condenseur sera extraite en faisant circuler de l'eau du condenseur à une tour de refroidissement. L'évaporation de l'eau dans l'atmosphère libérera la chaleur du condenseur dans l'air. L'eau refroidie retournera ensuite au condenseur pour se charger de chaleur résiduelle.

L'électricité produite par le turbogénérateur est acheminée à un nouveau poste de manœuvre et de comptage raccordé au réseau d'Énergie NB. Ce système sera séparé du système d'alimentation électrique de la scierie.

L'eau fraîche nécessaire au fonctionnement de la chaudière et de la tour de refroidissement proviendra des puits existants sur le site. Elle devra être traitée afin d'enlever les matières dissoutes et adoucie pour son utilisation dans la chaudière et le turbogénérateur. Les turbogénérateurs sont particulièrement sensibles à l'entartrage et aux dépôts sur les pales de la turbine. Ceux-ci peuvent causer un déséquilibre du rotor et nécessiter une mise hors service pour prévenir les dommages. Pour résoudre ce problème, il faudra installer un système de traitement de l'eau et un réservoir de stockage.

## **2.2 OPINION SUR LES COÛTS ET LES RETOMBÉES PROBABLES**

Comme mentionné à la section 1.3, Stantec a développé un outil d'analyse de projets de cogénération chaleur-électricité à partir de la biomasse, BioCHP, pour évaluer les études de cas. Il facilite l'utilisation des coûts budgétaires et l'interpolation à partir des données recueillies dans le cadre d'autres études similaires. Les chiffres représentent un ordre de grandeur de coûts et peuvent être utilisés pour éliminer les projets non viables plus rapidement, avant d'entreprendre une étude détaillée plus coûteuse.

### **2.2.1 Équipement principal**

Pour la scierie, on considère l'équipement principal suivant :

- bascule de déchargement de camion;
- pavage 25 m sur 30 m (80 pi sur 100 pi) – pile de stockage de combustible;
- déchiqueteuse et convoyeur 400 HP;
- bac de stockage de combustible 24 h;
- chaudière et équipement connexe de 43 000 lb/h;
- bâtiment chaudière/turbogénérateur;
- système de traitement d'eau;
- turbogénérateur à vapeur à condensation;
- condenseur;
- tour de refroidissement;
- équipement électrique;
- instrumentation et contrôle;
- poste de manœuvre et de comptage;

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 1 : Centrale électrique/de cogénération dans une scierie  
le 11 de mai, 2010

- tuyauterie pour la vapeur et l'eau raccordée aux installations existantes; et
- services de gestion et d'ingénierie de projet de construction.

**2.2.2 Opinion sur les coûts des investissements probables**

Le tableau 2.0 présente l'opinion sur les coûts des investissements probables déterminés à l'aide du programme BioCHP, des données de base sur la biomasse fournies par AGFOR et des données de conception fournies par Stantec.

**Tableau 2.0 – Opinion sur les coûts des investissements probables – scierie**

<b>Opinion sur les coûts des investissements probables – scierie</b>	
Équipement de chaudière à biomasse	6 600 000 \$
Turbine à vapeur à condensation	3 500 000 \$
Tour de refroidissement	200 000 \$
Condenseur	250 000 \$
<b>Total partiel – Équipement principal</b>	<b>10 550 000 \$</b>
Génie civil	2 500 000 \$
Instrumentation, contrôle et génie électrique	1 800 000 \$
Mécanique	3 000 000 \$
<b>Total partiel – Coûts directs</b>	<b>17 850 000 \$</b>
Expédition, coûts indirects, administration, propriété et mise en service	1 100 000 \$
Ingénierie et gestion de projet	1 700 000 \$
<b>Total partiel – Coûts du projet</b>	<b>20 650 000 \$</b>
Imprévus	2 065 000 \$
<b>Total – Coûts du projet</b>	<b>22 715 000 \$</b>

À cette capacité, la centrale est conçue pour produire 3 MW d'électricité quelles que soient les charges de vapeur. Si la chaudière fonctionne à sa capacité maximale et que toute la vapeur est condensée dans la turbine, la centrale peut produire environ 4,8 MW d'électricité. Considérant l'opinion selon laquelle les coûts des investissements probables s'élèveraient à 22,7 millions de dollars, le coût unitaire serait de 4,7 millions/MW. Plus la capacité de la centrale est grande, plus le coût unitaire diminue en raison des économies d'échelle. Par exemple, faire passer la capacité de 10 MW à 25 MW peut faire tomber le coût unitaire à environ 4 millions de dollars/MW.

**2.2.3 Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables**

Au strict minimum, une équipe de deux personnes doit être présente sur le site 24 heures sur 24 pour faire fonctionner l’installation. Au vu des opérations précédentes, la manutention du combustible, le stockage et l’alimentation peuvent probablement être assurés par le personnel de la scierie. Pour faire fonctionner l’installation à vapeur, il faudra qu’un ingénieur spécialisé possédant une carte de qualification de classe 2 soit présent en permanence, conformément aux codes relatifs aux chaudières en vigueur au Nouveau-Brunswick. Les opérations quotidiennes seront exécutées par ce complément d’effectif, tandis que les réparations ou entretiens plus importants ou plus techniques devront être assurés par du personnel externe. Des montants doivent être affectés à l’entretien et au matériel pour l’entretien périodique ordinaire, une mise hors service annuelle (généralement deux semaines par année) et l’utilisation générale. Les coûts divers se rattachant notamment aux assurances, aux impôts, aux produits chimiques, à l’élimination de la cendre et aux lignes téléphoniques sont présumés.

Le tableau 2.1 présente l’opinion sur la répartition des coûts annuels probables de fonctionnement et d’entretien (F&E) définie à l’aide de BioCHP. Ces coûts doivent être considérés comme un seuil minimum pour vérifier la validité du projet. De nombreux coûts F&E devront être validés une fois qu’une analyse d’ingénierie approfondie aura été réalisée.

La consommation de combustible est le deuxième poste majeur lié au fonctionnement de l’installation. Selon les données d’approvisionnement et les coûts qu’AGFOR a entrés dans BioCHP, il devrait représenter environ un million de dollars par année. Outre les coûts de F&E, le service de la dette doit être considéré au moment de déterminer la viabilité. Aux fins de la présente évaluation, les coûts des investissements probables estimés sont amortis sur 15 ans à un taux d’intérêt de 7 %.

**Tableau 2.1 – Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables – scierie**  
**Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables**

Personnel	400 000 \$
Entretien et matériel	200 000 \$
Assurances, impôts, divers	49 000 \$
<b>Total partiel coûts F&amp;E annuels (hors combustible)</b>	<b>649 000 \$</b>
Consommation de combustible Combustible de déchets de bois (TH 43 %), 16,3 \$/tonne métrique verte (TMV)	65 873 TMV 1 030 000 \$
<b>Coût F&amp;E annuel total</b>	<b>1 679 000 \$</b>
Service de la dette Paiements annuels, amortissement sur 15 ans à 7 % d’intérêt	1 747 000 \$
<b>Coûts annuels totaux</b>	<b>3 426 000 \$</b>

## 2.2.4 Revenu et période de récupération

Pour que le projet soit viable, les revenus annuels doivent excéder les coûts annuels. Pour déterminer les revenus annuels, il faut examiner le coût du combustible remplacé de la chaudière existante et le revenu des ventes d'électricité. Le tableau 2.2 présente ces deux catégories de revenus et indique que le revenu total ne devrait pas dépasser 2,77 millions de dollars.

**Tableau 2.2 – Opinion sur le revenu annuel probable – scierie**

<b>Opinion sur le revenu annuel probable</b>	
Coût du combustible remplacé	370 000 \$
Vente d'électricité Production intégrée, 9,445 ¢/kWh	2 400 000 \$ (25 200 MWh/an)
<b>Revenu annuel total</b>	<b>2 770 000 \$</b>

Selon cette évaluation de présélection, les coûts annuels d'exploitation de l'installation excèdent les revenus prévus. Étant donné l'amplitude de l'écart, il n'y a pas lieu d'étudier plus avant la mise en place d'une unité de cette capacité fonctionnant à l'aide de cette technologie.

## 2.3 DISCUSSION SUR LE CAS N° 1

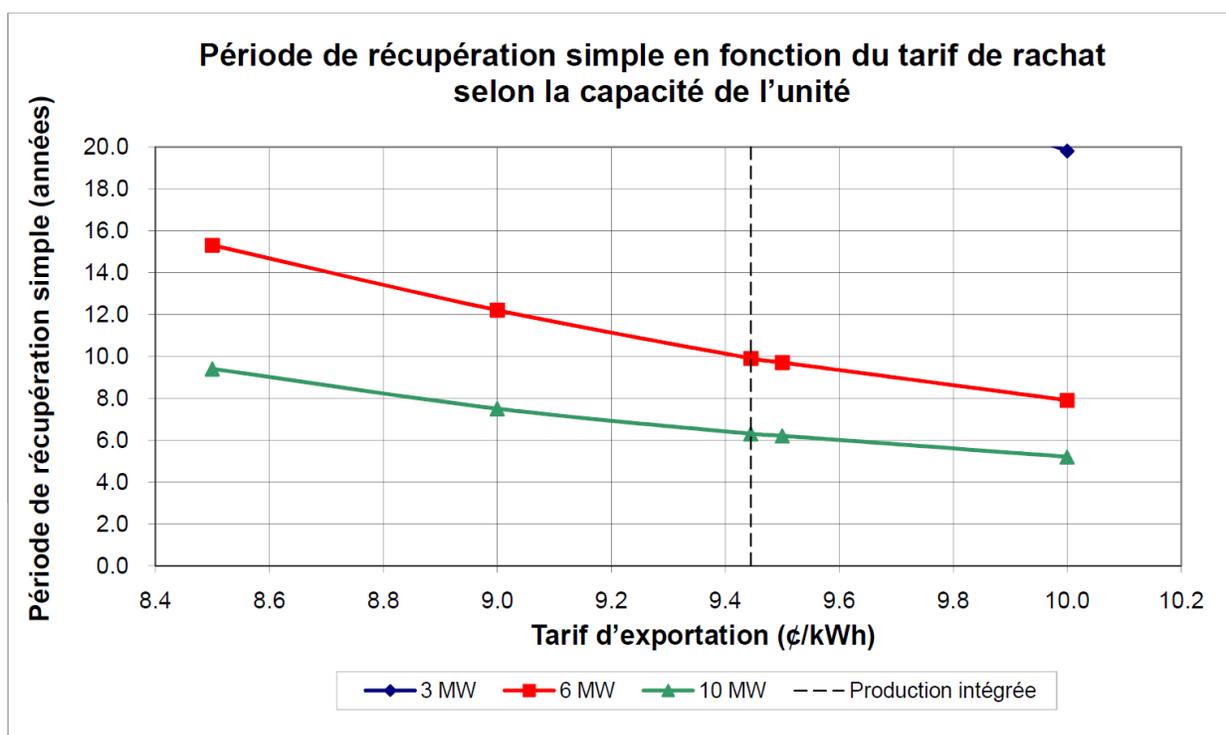
Les sous-sections suivantes abordent des domaines de discussion particuliers ou fournissent des renseignements complémentaires, comme demandé par le comité directeur dans l'étendue des travaux initiale ou pendant les présentations d'études de cas. Il y est notamment question des analyses de sensibilité, des émissions de gaz à effet de serre, des risques et des options pour améliorer la viabilité ou modifier la politique.

### 2.3.1 Analyses de sensibilité

À la suite de la présentation de l'étude de cas n° 1 et de l'exposé des raisons pour lesquelles une installation de cette capacité n'est pas faisable, le comité directeur a demandé à Stantec de procéder à une analyse de sensibilité sur l'augmentation de la capacité de la centrale électrique. À cette fin, des tailles représentatives de 6 MW et 10 MW ont été prises à titre d'exemple. Ces tailles ont été utilisées pour les analyses de sensibilité demandées en fonction de variations du tarif d'exportation de l'électricité et du prix du biocombustible, comme présenté dans les figures suivantes. Aux fins de cette évaluation, toute l'électricité est vendue au tarif de production intégrée de 9,445 ¢/kWh, même au-delà de la limite de 3 MW.

La figure 2.0 illustre l'analyse de sensibilité pour les variations du prix d'exportation de l'électricité, indiquant, comme expliqué dans le rapport, que l'installation de 3 MW examinée pour l'étude de cas n° 1 a une période de récupération supérieure à 20 ans (et n'est pas

économiquement viable). Des capacités de 6 MW et 10 MW donnent des chiffres légèrement plus intéressants, l'installation ayant alors une période de récupération de, respectivement, 10 ans et 6,2 ans (au tarif actuel du programme de production intégrée). À mesure que la capacité augmente, les économies d'échelle se traduisent par un meilleur rendement des investissements, mais les investissements initiaux augmentent en conséquence. De plus, aux yeux de la plupart des investisseurs dans l'industrie, et surtout dans le secteur forestier, un investissement dont la période de récupération est de cinq à huit ans n'est généralement pas intéressant. Pour une dépense d'investissement de cette ampleur, une période de récupération de deux à trois ans, possiblement quatre, est plus fréquente.



**Figure 2.0 – Période de récupération des capitaux propres en fonction du tarif d'exportation de l'électricité selon la capacité de l'unité**

La figure 2.0 indique aussi la réduction de la période de récupération lorsque le tarif de rachat augmente. Les courbes commencent à 8,5 ¢/kWh, un prix inférieur à celui que déboursent actuellement la plupart des petits établissements industriels comme la scierie existante. À mesure que le tarif de rachat se rapproche du prix de production intégrée actuel d'Énergie NB de 9,445 ¢/kWh, la période de récupération diminue de cinq ans pour l'unité de 6 MW, passant de 15,3 ans à un peu moins de 10 ans. Des augmentations supplémentaires du tarif de rachat diminuent la période de récupération des unités de capacité supérieure, mais n'apportent aucune amélioration pour une unité de 3 MW à moins de 10 ¢/kWh.

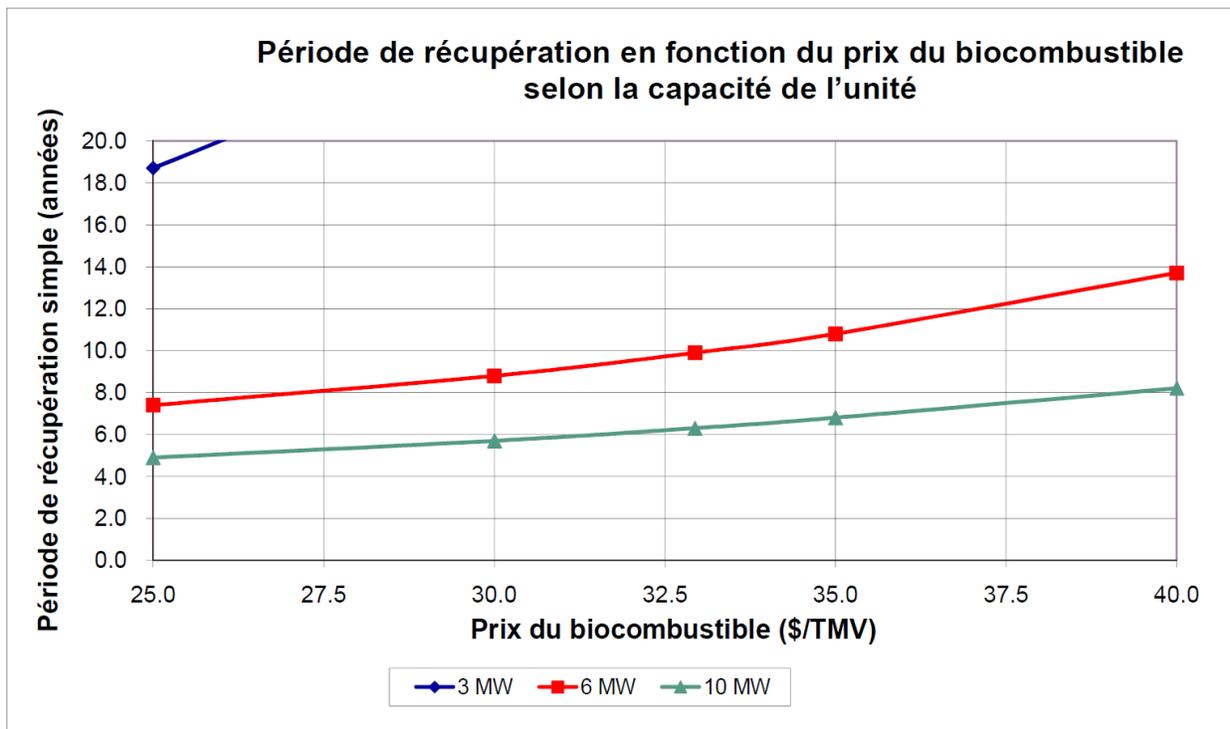
**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 1 : Centrale électrique/de cogénération dans une scierie  
le 11 de mai, 2010

Tout effort subséquent dans le domaine de la production d'électricité à une capacité égale ou inférieure à 3 MW devrait être fondé sur une technologie différente, car une centrale conventionnelle à la biomasse basée sur le cycle de Rankine n'est pas économiquement viable.

Il faut remarquer que l'analyse de sensibilité de la figure 2.0 est basée sur un combustible à 33 \$/TMV, prix qui reste constant toute la période de récupération. Le combustible à la scierie aura un coût inférieur à celui que doivent supporter les autres utilisateurs (en supposant qu'il est un sous-produit des activités) et subira des fluctuations conjoncturelles.

Une analyse de sensibilité secondaire a été réalisée pour connaître le rapport entre la période de récupération et le prix du biocombustible. Comme on pouvait s'y attendre, les prix plus élevés du combustible prolongent considérablement la période de récupération des unités, comme le montre la figure 2.1. L'unité du cas n° 1, d'une capacité de 3 MW, présente à nouveau une période de récupération de plus de 20 ans, tandis que les unités de capacité supérieure donnent des résultats plus intéressants. En ce qui concerne la période de récupération plus attrayante de l'unité de 10 MW, une augmentation du prix à 15 \$/TMV aboutit à une prolongation de plus de trois ans de la période de récupération.



**Figure 2.1 – Période de récupération des capitaux propres en fonction du coût de la biomasse selon la capacité de l'unité**

### 2.3.2 Gaz à effet de serre

Lors de la présentation du cas n° 1, le conseil a fait une autre demande, concernant cette fois l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) ou les réductions attendues pour la nouvelle installation. À cette fin, Stantec a calculé un éventail de réductions possibles des émissions de GES associées au remplacement de l'électricité dans le contexte du panier d'énergies dégageant des GES au Nouveau-Brunswick. Le remplacement des combustibles fossiles dans la production de vapeur industrielle ou autre par cogénération pourrait être considéré comme une source potentielle de réduction des GES. Dans le cas de la centrale électrique de la scierie, il n'y aurait aucune réduction associée à l'utilisation de la vapeur produite, puisque la biomasse est le combustible existant pour la vapeur industrielle et que d'autres utilisations de la vapeur ne sont pas envisagées.

La quantité de GES associée à la production mensuelle d'électricité au Nouveau-Brunswick peut varier de 0,34 t à 0,62 t d'équivalent-CO<sub>2</sub> (CO<sub>2e</sub>) par mégawattheure (MWh) selon la composition du panier d'énergies. La quantité varie aussi sur une base saisonnière, puisque la composition du panier d'énergies change lors des pointes hivernales de demande. D'octobre 2008 à octobre 2009, les émissions annuelles moyennes de GES s'élevaient à 0,522 t de CO<sub>2e</sub>/MWh d'électricité produite. Une quantité moyenne est utilisée parce que la centrale de cogénération (chaleur et électricité) est considérée opérationnelle toute l'année et les sources d'énergie qu'elle remplacerait sont celles qui composent en moyenne le panier d'énergies qui alimentent le réseau du Nouveau-Brunswick.

Les réductions de GES provenant de la production de vapeur et d'électricité pourraient entraîner la création de crédits compensatoires de carbone qui pourraient être monétisés et représenter une source de revenus pour ces types de projets. Environnement Canada est en train d'élaborer un système de compensation des GES auquel se rattachent des protocoles et une certification, et les projets à la biomasse devraient conférer le droit à des crédits compensatoires. Cependant, aux fins de cette étude, ces revenus potentiels ne sont pas inclus dans le modèle fonctionnel, puisqu'il n'y a aucun moyen de prédire l'avenir du système de compensation et la valeur rattachée à l'obtention de crédits compensatoires.

En moyenne, on peut s'attendre à ce qu'une centrale de 3 MW entraîne des réductions annuelles de GES de l'ordre de 13 154 t. De même, des centrales de cogénération de 6 MW et de 10 MW pourraient entraîner des réductions annuelles de GES de 26 309 t et 43 848 t, respectivement. Le tableau 2.3 présente une opinion sur la production d'électricité annuelle pour les différentes capacités et leur potentiel respectif de réduction des GES en changeant la composition du panier d'énergies du Nouveau-Brunswick.

**Tableau 2.3 – Production d’électricité et réduction potentielle des GES par MWh**

Capacité de l’unité (MW)	Annuelles	
	Production d’électricité (MWh)	Réduction des GES (tonnes de CO <sub>2e</sub> )
3	25 200	13 154
6	50 400	26 309
10	84 000	43 848

**2.3.3 Risques**

Plusieurs risques ont été discernés au cours de l’évaluation du cas n° 1. Ils n’ont pas été pleinement explorés en raison de contraintes temporelles et budgétaires, mais devraient être évalués si le projet devait se réaliser :

- Approvisionnement en eau – Une source d’eau permanente est nécessaire et les puits pourraient ne pas être adéquats. Le risque d’assécher les puits de la scierie et du voisinage est considérable (et augmente avec la capacité de production).
- Conditions du sol pour les fondations – Les plans de site actuels sont fondés sur une installation près des piles de biocombustible existantes. Cette zone ayant été remblayée sur presque toute sa superficie, elle n’est peut-être pas adéquate pour la nouvelle installation, mais est représentative de l’espace requis par une centrale de cette nature. Les conditions du sol détermineront l’implantation de l’installation et si des semelles de répartition ou des pieux seront nécessaires.
- Élimination de la cendre – Le moyen utilisé pour l’élimination de la cendre de la chaudière existante doit être examiné de plus près afin de déterminer le coût d’élimination et la capacité disponible.
- Énergie NB – Plusieurs aspects nécessiteront la collaboration d’Énergie NB, entre autres la détermination de la ligne électrique la plus proche, les emprises pour le raccordement, les frais et les calendriers d’évaluation du réseau, la taille du transformateur, l’appareillage de connexion, le comptage et la protection, ou encore la capacité de l’infrastructure existante de la scierie à supporter la charge additionnelle de la centrale.
- Production intégrée – Le programme actuel n’a pas entraîné la création d’une nouvelle installation à la biomasse. Par conséquent, il subsiste une inconnue quant aux modalités contractuelles et à la négociation des prix à long terme. L’impression est que la rentabilité pour le PEI baisserait si les prix du pétrole venaient à augmenter. De plus, tous les biocombustibles sont sujets à des variations des prix du marché et pourraient augmenter. Ce ne sont là que deux des questions indissociables du contrat de vente

d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre du programme, Énergie NB reçoit tous les crédits « verts », entre autres les incitatifs existants du programme écoÉnergie, les subventions américaines pour les combustibles renouvelables (en cas d'exportation) et toute autre subvention, ainsi que tout ce qui pourrait résulter dans l'avenir des crédits et des échanges de carbone.

### **2.3.4 Options pour améliorer la viabilité**

Bien qu'une installation à petite échelle ne soit pas viable telle qu'étudiée et dans les conditions actuelles du marché, plusieurs aspects pourraient être étudiés plus en profondeur pour augmenter la rentabilité :

- Production intégrée – L'augmentation ou la suppression de la limite de capacité de production intégrée de 3 MW d'Énergie NB serait un pas dans la bonne direction. D'autres installations potentielles dans la province ont demandé la suppression de la limite, car elles estiment que la production d'électricité est intéressante au tarif intégré pour des centrales de plus grande capacité. En Ontario, le tarif actuellement offert est de 11 ¢/kWh.
- Turbine à condensation – Si on va de l'avant avec la turbine à condensation pour la production d'électricité, la capacité devra augmenter pour que l'option soit viable. Les coûts des investissements initiaux pour l'installation du système sont tout simplement trop élevés pour permettre à des unités de petite capacité d'être viables, à moins de circonstances spécifiques.
- Propriété d'une tierce partie – Il faudrait amener Énergie NB à soutenir financièrement l'investissement dans l'unité et à accepter la période de récupération plus longue de l'installation. Énergie NB pourrait remplacer la production au charbon et au mazout par de multiples centrales à la biomasse et de cogénération dans la province (parallèlement aux PEI); ainsi, le capital des unités de production à la biomasse proviendrait des coûts évités de la production au charbon et au mazout et des coûts de remplacement et de nouvelle installation de ces unités.
- Passage à la cogénération – Comme décrit à la section 1.1.2, un système de cogénération a un rendement thermique beaucoup plus élevé qu'une turbine à condensation. Cela étant dit, étant donné sa dépendance à une source de froid, on recommande au comité directeur de chercher des applications qui absorbent beaucoup de chaleur et de faire équipe avec des usagers industriels ayant des demandes de chaleur élevées. La charge thermique actuelle de la scierie n'est pas suffisante pour rendre une unité de cogénération intéressante, car ses économies d'échelle sont entravées par la faible variation de capacité des charges.
- Vente de vapeur industrielle – Si on trouvait une charge thermique intéressante, il serait possible de vendre la vapeur, moyennant le passage à la cogénération. Dans ce cas, le prix de la vapeur devrait être établi de façon à être compétitif par rapport à l'autre source d'énergie, que ce soit l'électricité, le propane, le mazout ou le gaz naturel. L'attrait de l'analyse de rentabilisation dépendrait de certaines conditions sur le site, entre autres le coût de l'autre combustible, les exigences de fonctionnement et d'entretien, le coût de la

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 1 : Centrale électrique/de cogénération dans une scierie  
le 11 de mai, 2010

---

vapeur produite à partir de la biomasse, les coûts de conversion qui doivent être récupérés dans un délai attrayant, les exigences additionnelles concernant l'infrastructure et les ententes contractuelles. Le tableau 2.4 compare les coûts énergétiques en les classant du plus élevé au plus bas.

**Tableau 2.4 - Comparaison des coûts énergétiques et des rendements présumés des chaudières**

<b>Combustible/rendement de la chaudière</b>	<b>Coût approximatif du combustible et pouvoir thermique</b>	<b>Coût énergétique équivalent (compte tenu du rendement de la chaudière)</b>
Propane (rend. 83 %)	95 ¢/l (25 000 BTU/l)	45,8 \$/mmBTU
Électricité (rend. 100 %)	10 ¢/kWh	29,3 \$/mmBTU
Mazout n° 2 (rend. 84 %)	80 ¢/l (37 000 BTU/l)	25,7 \$/mmBTU
Gaz naturel (rend. 81%)	20 \$/ pi <sup>3</sup> (std) (1000 BTU/pi <sup>3</sup> (std))	24,7 \$/mmBTU
Mazout n° 6 (rend. 84 %)	65 ¢/l (38 500 BTU/l)	20,1 \$/mmBTU
Biomasse – 50 % M (rend. 66 %)	25 \$/TMV (4250 BTU/lb)	4,0 \$/mmBTU

### **3.0 Étude de cas n° 2 : Installation de chauffage centralisé – industries/institutions**

---

L'étude préliminaire sur l'installation d'une centrale électrique sur le site d'une scierie a conclu que le projet n'était pas réalisable. Les deux principaux obstacles privant les investisseurs des retombées souhaitées étaient le coût des investissements et le faible rendement global dû à l'utilisation d'une turbine à condensation (l'élimination de la chaleur résiduelle engendre des coûts). Cette étude de cas est fondée sur un scénario dans lequel la charge de condensation est convertie en une charge de chauffage vendable sous la forme de réseau de chauffage centralisé pour un parc industriel et une zone institutionnelle. Ce scénario illustre le cas d'une installation thermique produisant de la chaleur selon un procédé à haut rendement thermique. Aux fins de l'analyse de sensibilité, on envisagera aussi d'utiliser une turbine à contrepression pour produire de l'électricité et la vendre au réseau de distribution d'Énergie NB, remplaçant l'installation thermique par une centrale de cogénération.

#### **3.1 DESCRIPTION DE L'OCCASION**

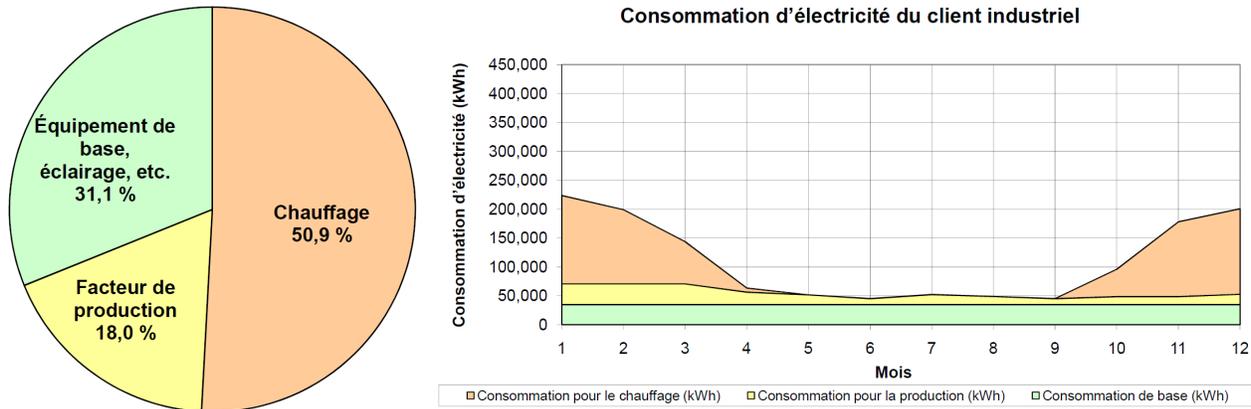
On a demandé à Stantec d'étudier la mise en place d'une installation de chauffage centralisé (installation thermique) dans un milieu rural pour servir des clients industriels et institutionnels de taille moyenne. L'étude préliminaire prévoyait l'inclusion d'une installation de fabrication et d'établissements institutionnels (hôpital et écoles). Les profils ci-dessous des participants à cette étude de cas, sur lesquels reposera l'analyse sur le chauffage centralisé, ont été établis à partir d'hypothèses internes et d'autres sources.

**Client industriel (fabricant)** – Aux fins de l'étude, une installation chauffée de fabrication de 9300 m<sup>2</sup> (100 000 pi<sup>2</sup>) a été aménagée. Sur la base d'hypothèses approximatives, une partie de la consommation électrique totale de l'installation a été attribuée aux besoins de chauffage.

La figure 3.0 illustre les résultats des hypothèses relatives à l'installation. Une base de référence a été établie pour l'utilisation de l'équipement, l'éclairage, etc.; elle représente environ 31 % de la consommation totale d'électricité de l'installation. Un facteur de production a été développé pour tenir compte d'une possible hausse de la production les mois d'hiver pour fournir une estimation plus prudente des charges de chauffage. Ce facteur a augmenté la consommation électrique de l'équipement à hauteur de 18 % des besoins annuels en électricité. On a supposé que le reste de la consommation d'électricité, 50,9 %, équivalait à des besoins de chauffage pouvant être comblés par le réseau de chauffage centralisé, soit environ 2352 mmBTU par année. Le profil de consommation annuelle d'électricité qui en résulte est présenté à la figure 3.0. La demande électrique de pointe a dû être supposée. En se basant sur d'autres installations de chauffage électrique et sur la valeur des consommations de pointe au cours des mois d'hiver, on a présumé une demande de pointe de 2,3 mmBTU/h (les demandes de pointe détermineront la taille de la chaudière et du système).

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 2 : Installation de chauffage centralisé – industries/institutions  
le 11 de mai, 2010

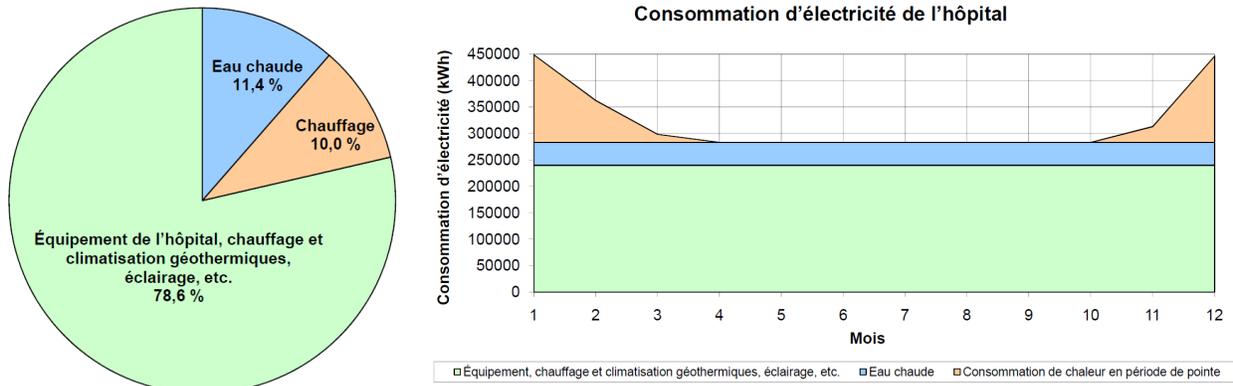


**Figure 3.0 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client industriel**

**Client institutionnel (hôpital) –** Pour cette étude, on a supposé un petit hôpital rural. D'une superficie d'environ 9300 m<sup>2</sup> (100 000 pi<sup>2</sup>), cet hôpital est chauffé à l'aide de serpentins de chauffage intégrés au système de ventilation (sur le toit) associés à des plinthes chauffantes électriques internes et à des serpentins réchauffeurs. Outre ses besoins de chauffage, on présume que l'hôpital a une demande élevée en eau chaude pour l'hygiène et la lessive. À partir des données prises pour hypothèse pour la consommation annuelle d'électricité, une évaluation a été réalisée pour déterminer l'opportunité d'un chauffage centralisé.

Comme pour le client industriel, une charge de base a été établie, représentant entre autres l'équipement, les ordinateurs, l'éclairage et la demande possible de conditionnement d'air. Pour l'hôpital, l'équipement de base serait à l'origine de 78,6 % de la consommation annuelle d'électricité, comme l'illustre la répartition de la figure 3.1. Une deuxième charge de consommation, qui équivaut à 11,4 %, a été établie pour représenter les besoins en eau chaude des activités quotidiennes. On présume que le reste, 10 %, équivaut aux besoins de chauffage potentiels qui pourraient être comblés par le système de chauffage centralisé. Comme l'illustre le tracé du profil de la figure 3.1, le chauffage ne représente que les pointes hivernales des besoins en électricité de l'hôpital. Contrairement au chauffage des locaux, le système d'alimentation en eau chaude représente une demande à laquelle le système de chauffage centralisé pourrait répondre. Globalement, l'hôpital représente un potentiel de chauffage annuel de 1547 mmBTU, avec une demande de pointe prévue de 2,54 mmBTU/h.

Étude de cas no 2 : Installation de chauffage centralisé – industries/institutions  
le 11 de mai, 2010



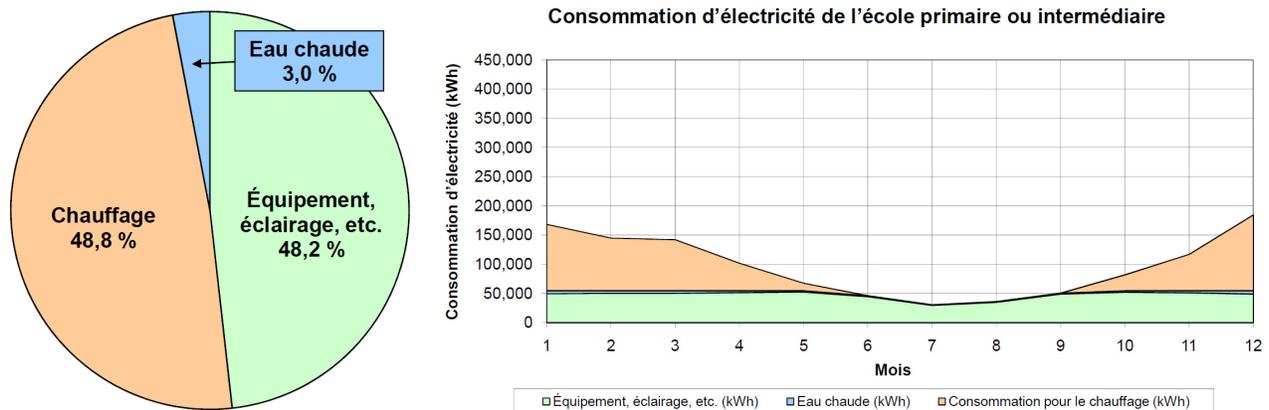
**Figure 3.1 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client institutionnel (hôpital)**

**Client institutionnel (école primaire ou intermédiaire)** – Une école primaire ou intermédiaire est la première de deux écoles présentes dans la zone envisagée pour le chauffage centralisé. Dans les Maritimes, il n'est pas rare que des établissements d'enseignement soient proches les uns des autres. L'école accueille environ 500 élèves et employés en période scolaire; en juillet et en août, elle n'est pas accessible aux élèves. L'établissement est chauffé uniquement à l'électricité par des radiateurs muraux électriques et un système de ventilation doté de serpentins réchauffeurs. Il a aussi une demande en eau chaude, mais bien inférieure à celle de l'hôpital et qui n'est pas étalée sur une année complète en raison des vacances estivales.

Les données sur la consommation d'électricité ont été estimées et analysées. La figure 3.2 illustre la répartition et le profil. La base de référence présumée pour l'équipement, l'éclairage et autres représente 48 % de la consommation annuelle, avec une baisse l'été. On estime que l'eau chaude ne représente que 3 % de la consommation annuelle, les besoins de chauffage représentant le reste (48,8 %). Le profil annuel de la figure 3.2 montre la tendance de chauffage générale; la consommation annuelle est d'environ 2069 mmBTU pour le système de chauffage centralisé. L'hiver, on s'attend à une demande de pointe proche de 1,85 mmBTU/h.

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 2 : Installation de chauffage centralisé – industries/institutions  
le 11 de mai, 2010



**Figure 3.2 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client institutionnel (école primaire ou intermédiaire)**

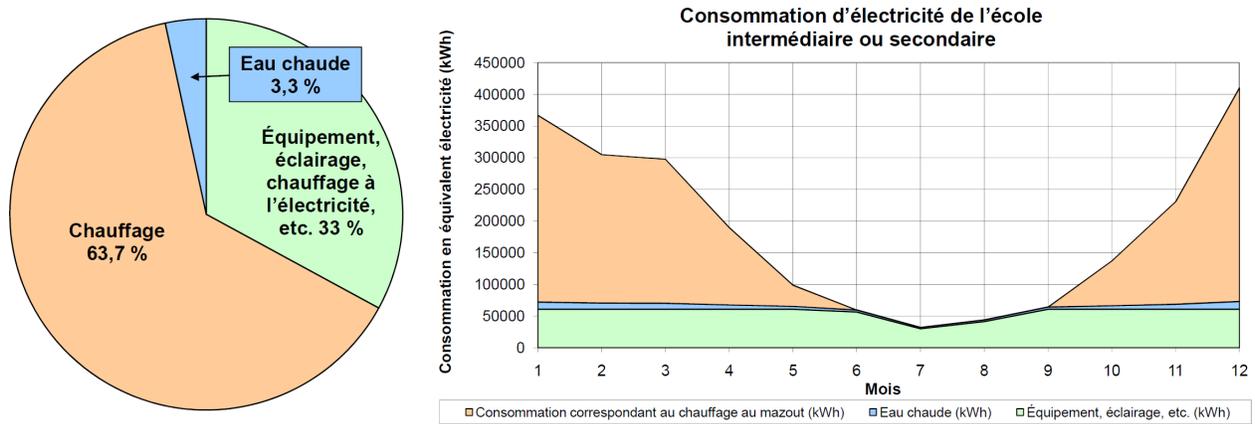
**Client institutionnel (école intermédiaire ou secondaire) –** La dernière candidate envisagée dans le cadre de l'étude sur le chauffage centralisé est une école intermédiaire ou secondaire. On l'imagine relativement proche de l'école primaire ou intermédiaire, du client industriel et de l'hôpital, ce qui faciliterait le raccordement potentiel au système de chauffage centralisé. On postule qu'elle est le plus grand participant à l'étude, avec environ 14 000 m<sup>2</sup> (150 000 pi<sup>2</sup>) d'espace chauffé. Elle accueille un millier d'élèves et de membres du personnel. Bien sûr, comme l'autre école, elle est fermée aux élèves en juillet et août. On suppose que cette école, contrairement aux autres participants, est chauffée par une chaudière au mazout, à laquelle viennent s'ajouter des serpentins de chauffage électrique intégrés au système de ventilation. La chaudière à mazout alimente en eau chaude des plinthes chauffantes.

La figure 3.3 illustre la répartition de la consommation d'électricité à la deuxième école, la charge de base incluant l'équipement, l'éclairage, divers usages et le chauffage électrique complémentaire. Le chauffage électrique n'a pas été inclus dans l'étude, puisqu'il joue un rôle mineur comparativement au chauffage au mazout et vu le coût de conversion des unités de ventilation. Par conséquent, le chiffre de 67 % de la consommation d'énergie annuelle totale correspondant aux besoins de chauffage (63,7 %) et d'eau chaude (3,3 %) qui pourraient être comblés par le système de chauffage centralisé est une estimation prudente.

Le profil de consommation illustré à la figure 3.3 est similaire à celui de la première école, avec une capacité qui reflète la superficie plus grande. L'école secondaire aurait par ailleurs des besoins de chauffage pour de plus gros volumes (p. ex. auditorium, gymnase) que l'autre école, de plus petite taille. Sur une base annuelle, compte tenu des besoins de chauffage comblés par la chaudière au mazout, une charge additionnelle de 5325 mmBTU pourrait être obtenue pour le système de chauffage centralisé. Il s'agira de la plus grosse charge du système et aussi de la demande de pointe la plus élevée, estimée à 3,93 mmBTU/h.

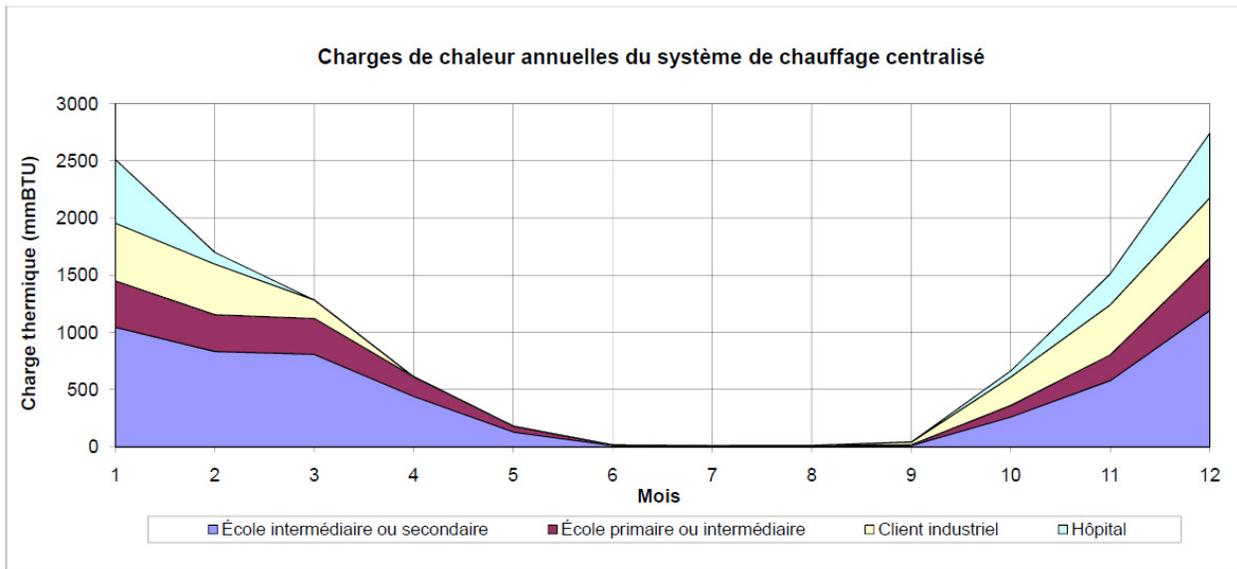
**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 2 : Installation de chauffage centralisé – industries/institutions  
le 11 de mai, 2010



**Figure 3.3 – Profil et répartition présumée de la consommation d'électricité du client institutionnel (école intermédiaire ou secondaire)**

En tenant compte des quatre bâtiments pris pour hypothèse, le profil de charge de chauffage centralisé annuel attendu est présenté à la figure 3.4. En se basant sur les charges attendues, on peut présumer que l'installation de chauffage centralisé sera fermée les mois d'été afin d'éviter les coûts de fonctionnement pendant les périodes de charges faibles et que les usagers du système se tourneront vers le chauffage électrique pour leurs besoins hors saison. Lorsqu'il sera en fonction, le système fournira environ 11 284 mmBTU de chaleur par année à ses usagers. La charge la plus élevée sera observée de décembre à février.



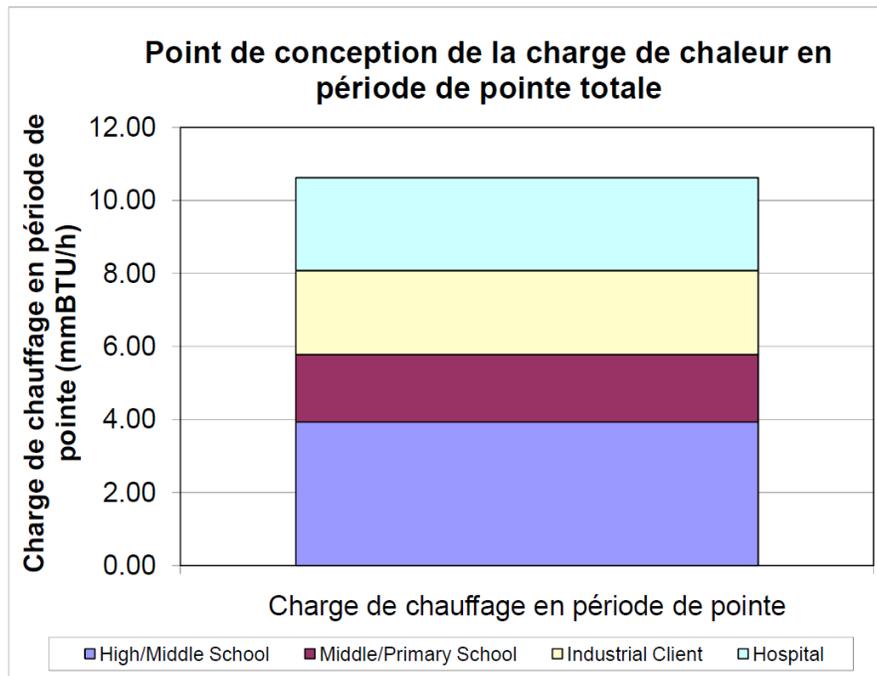
**Figure 3.4 – Charge de chauffage centralisé annuelle présumée**

Afin de déterminer la taille de l’installation de chauffage centralisé, donc la taille de la chaudière, on s’appuiera sur les besoins de pointe en matière de charges. Pour ce cas, en fonction du profil présumé présenté plus haut, la demande de pointe devrait approcher les 10,6 mmBTU/h. Les demandes moyennes mensuelles sont bien en deçà de ce seuil, puisque les demandes de pointe se manifestent tôt le matin, quand les bâtiments ont besoin de chaleur avant d’être fréquentés la journée après une nuit froide.

### 3.2 DESCRIPTION DU PROCÉDÉ

Les sections qui suivent décrivent certains aspects du procédé de la nouvelle installation (thermique) de chauffage centralisé. La capacité de la chaudière – et la possibilité de transformer l’installation en centrale de cogénération à l’aide d’une turbine à contrepression – sont déterminées par la demande de pointe présentée à la figure 3.5 et prescrivent la majorité des considérations en matière de conception.

La charge est saisonnière et les écarts normaux de chauffage changent d’un jour à l’autre et d’un mois à l’autre. La chaudière doit donc être surdimensionnée par rapport aux besoins moyens, mais ces dimensions sont nécessaires pour les pointes saisonnières et quotidiennes des besoins en chaleur.



**Figure 3.5 – Demande de pointe présumée de chauffage centralisé**

Le système de chauffage centralisé comporte deux principales composantes. La première est l'installation de chaudière, qui produit la vapeur, et la deuxième est le système de tuyauterie nécessaire pour acheminer la chaleur aux usagers. Le procédé de conversion de la biomasse serait similaire à celui du scénario de la scierie. Des camions acheminent le biocombustible à une bascule de déchargement et à une pile de stockage de sept jours sur un nouveau site aménagé près des usagers industriels. Le biocombustible est ensuite déposé dans un bac de stockage à fond mouvant qui le conduit à la chaudière, où il est brûlé dans le foyer. De la vapeur est produite à une pression moyenne (disons 125 lb/po<sup>2</sup>) et à une température moyenne (la chaleur de surchauffe doit être suffisante pour réduire la condensation dans les conduites de vapeur). Elle est ensuite envoyée dans le réseau de distribution du système de chauffage centralisé et fournie aux usagers raccordés. Les usagers condenseront la vapeur et extrairont l'énergie thermique afin de l'utiliser pour chauffer les locaux et l'eau ou pour répondre à d'autres besoins de chaleur industrielle. Ce procédé est le même que celui d'un condenseur installé à une centrale électrique, si ce n'est que la chaleur provenant de la condensation n'est pas rejetée dans l'atmosphère, mais récupérée et utilisée pour remplacer les processus à l'électricité ou au mazout. Le condensat est ensuite repompé vers la chaudière pour réutilisation.

Le système de chauffage centralisé fonctionne à l'aide de conduites d'alimentation en vapeur et de conduites de retour de condensat (eau). Les conduites de vapeur et de condensat seront enfouies dans le sol dans des tunnels en béton reliés entre eux. Les tunnels sont nécessaires pour garantir l'accès à la tuyauterie afin d'effectuer les réparations et l'entretien. Des distances plus courtes, ou le raccordement d'usagers additionnels, seraient possibles à l'aide de conduites enfouies. La conduite principale peut être enfouie également, ce qui réduirait le coût, mais, à ce stade, des tunnels sont envisagés parce qu'ils constituent un investissement dans l'infrastructure du quartier et qu'ils peuvent être utilisés à d'autres fins. Un système de surface est envisageable mais ne présente aucun avantage financier. Les tuyaux devraient être surélevés par des tours de soutien afin de permettre la circulation. Un système à l'eau chaude pourrait aussi être utilisé, mais aurait l'inconvénient de demander des conduites plus larges pour transporter la quantité d'énergie nécessaire aux usagers finaux. En général, à quantité d'énergie transportée égale, plus la pression de la vapeur est élevée, plus la section de la conduite peut être petite. La majeure partie de l'énergie contenue dans la vapeur/le condensat est contenue dans le changement d'état de la vapeur à l'eau.

Pour générer un revenu additionnel, il est possible de transformer l'installation de chauffage centralisé en centrale de cogénération (chaleur et électricité). Pour ce faire, il s'agit de remplacer la chaudière par une unité fonctionnant à pression et température élevées et d'installer une turbine à contrepression entre la chaudière et le système d'alimentation en vapeur du réseau de distribution. La turbine produira de l'énergie en fonction de l'expansion de la vapeur avant qu'elle soit condensée par les usagers. Ce cas devrait intéresser le comité directeur.

### **3.3 OPINION SUR LE COÛT PROBABLE**

Comme pour la scierie, Stantec a développé un outil d'analyse de projets de cogénération chaleur-électricité à partir de la biomasse, BioCHP, pour évaluer les études de cas. Il facilite l'utilisation des coûts budgétaires et l'interpolation à partir des données recueillies dans le cadre d'autres études similaires. Les chiffres représentent un ordre de grandeur de coûts et peuvent être utilisés pour éliminer les projets non viables plus rapidement, avant d'entreprendre une étude détaillée plus coûteuse.

#### **3.3.1 Équipement principal**

Pour l'installation de chauffage centralisé, on considère l'équipement principal suivant :

- bascule de déchargement de camion/chargeuse frontale;
- pavage – pile de stockage de combustible;
- bac de stockage de combustible;
- chaudière 400 BHP et équipement auxiliaire;
- bâtiment – chaudière et turbine potentielle;
- système de traitement d'eau;
- turbogénérateur à vapeur à contrepression potentiel;
- équipement électrique;
- instrumentation et contrôle;
- système de distribution de la vapeur et du condensat; et
- services de gestion et d'ingénierie de projet de construction.

#### **3.3.2 Opinion sur les coûts des investissements probables**

Le tableau 3.0 présente l'opinion sur les coûts des investissements probables déterminés à l'aide du programme BioCHP, des données sur l'approvisionnement en biomasse fournies par AGFOR et des données de conception fournies par Stantec. Il comporte deux colonnes : une pour l'option de chauffage centralisé (vapeur à pression moyenne acheminée directement aux usagers) et une pour la centrale potentielle de cogénération (chaleur et électricité) dotée d'une turbine à contrepression et d'une chaudière améliorée.

**Tableau 3.0 – Opinion sur les coûts des investissements probables – Installation de chauffage centralisé et centrale de cogénération**

<b>Opinion sur les coûts des investissements probables</b>		
	Chauffage centralisé	Cogénération
Équipement de chaudière à biomasse	1 650 000 \$	2 184 000 \$
Turbine à vapeur à contrepression	- \$	676 000 \$
<b>Total partiel – Équipement principal</b>	<b>1 650 000 \$</b>	<b>2 860 000 \$</b>
Génie civil	575 000 \$	679 000 \$
Instrumentation, contrôle et génie électrique	375 000 \$	429 000 \$
Mécanique	700 000 \$	824 000 \$
<b>Total partiel – Coûts directs</b>	<b>2 960 000 \$</b>	<b>4 792 000 \$</b>
Expédition, coûts indirects, administration, propriété et mise en service	237 000 \$	287 000 \$
Ingénierie et gestion de projet	425 000 \$	480 000 \$
<b>Total partiel – Coûts du projet</b>	<b>3 622 000 \$</b>	<b>5 559 000 \$</b>
Imprévus	362 000 \$	555 900 \$
<b>Total – Coûts du projet</b>	<b>3 984 000 \$</b>	<b>6 114 900 \$</b>

Les deux options ont des coûts beaucoup plus bas que ceux de la scierie, mais l'investissement devra être rentabilisé par des revenus directement liés au nombre d'usagers et à leur demande. La centrale de cogénération chaleur-électricité peut tirer profit de la production additionnelle d'électricité, mais représente un investissement supplémentaire de 50 % à rentabiliser. La fermeture des installations l'été est un autre inconvénient, les importants investissements de capitaux ne rapportant alors rien.

Le coût du système de conduites et tunnels souterrains est estimé à environ 4250 \$/m (1300 \$/pi). Il se compose de sections préfabriquées en béton qui peuvent être déposées dans des tranchées et recouvertes. Les conduites de vapeur et de condensat seraient installées dans le tunnel. Un espace suffisant est prévu pour permettre au personnel d'entretien de marcher le long des conduites. Les conduites de vapeur et de condensat sont isolées afin d'assurer la protection des personnes. Un éclairage est inclus. Selon la disposition proposée du réseau de distribution, la longueur totale des tunnels est d'environ 3500 m (11 500 pi). À 4250 \$/m, le coût d'investissement total serait d'environ 15 millions de dollars.

### 3.3.3 Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables

Comme à la scierie, une équipe de deux personnes doit être présente 24 heures sur 24 pour faire fonctionner l’installation. La manutention du combustible, le stockage et l’alimentation nécessiteront l’achat ou la location d’une nouvelle chargeuse frontale. Pour faire fonctionner l’installation à vapeur, il faudra qu’un ingénieur spécialisé possédant une carte de qualification de classe 2 soit présent en permanence, conformément aux codes relatifs aux chaudières en vigueur au Nouveau-Brunswick. Les opérations quotidiennes seront exécutées par ce complément d’effectif, tandis que les réparations ou entretiens plus importants ou plus techniques devront être assurés par du personnel externe. Des montants doivent être affectés à l’entretien et au matériel, pour l’entretien périodique ordinaire et l’utilisation générale. Les coûts divers se rattachant notamment aux assurances, aux impôts, aux produits chimiques, à l’élimination de la cendre et aux lignes téléphoniques sont présumés. L’installation de chauffage centralisé pourra procéder à la fermeture annuelle pendant la saison morte. Selon l’entente entre les propriétaires, du personnel administratif additionnel sera peut-être nécessaire pour le service à la clientèle, les ventes, la comptabilité, etc. Cette étude ne tient pas compte du personnel administratif et associé.

Le tableau 3.1 présente l’opinion sur la répartition des coûts annuels probables de fonctionnement et d’entretien (F&E) définie à l’aide de BioCHP. Une fois encore, ces coûts doivent être considérés comme un seuil minimum pour vérifier la validité du projet. De nombreux coûts F&E devront être validés une fois qu’une analyse d’ingénierie approfondie aura été réalisée. Les coûts F&E sont plus élevés lorsqu’on envisage l’ajout de la turbine, car il implique une hausse des coûts généraux récurrents et d’entretien pendant la durée de vie du dispositif.

**Tableau 3.1 – Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables – Installation de chauffage centralisé et centrale de cogénération**

<b>Opinion sur les coûts d’exploitation annuels probables</b>		
	Chauffage centralisé	Cogénération
Personnel	400 000 \$	400 000 \$
Entretien et matériel	100 000 \$	150 000 \$
Assurances, impôts, divers	50 000 \$	50 000 \$
<b>Total partiel – coûts F&amp;E annuels (hors combustible)</b>	<b>550 000 \$</b>	<b>600 000 \$</b>
Consommation de combustible Combustible de déchets de bois (TH 50 %), 60 \$/ tonne métrique verte (TMV)	1874 TMV 112 400 \$	2194 TMV 131 600 \$

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 2 : Installation de chauffage centralisé – industries/institutions  
le 11 de mai, 2010

<b>Opinion sur les coûts d'exploitation annuels probables</b>		
<b>Coût F&amp;E annuel total</b>	<b>662 400 \$</b>	<b>721 600 \$</b>
Service de la dette (sans les tunnels) Paiements annuels, amortissement sur 15 ans à 7 % d'intérêt	427 000 \$	655 500 \$
<b>Coûts annuels totaux</b>	<b>1 089 400 \$</b>	<b>1 377 100 \$</b>

La consommation de combustible est le deuxième poste majeur lié au fonctionnement de l'installation. Selon le type d'installation, il devrait être compris entre 112 000 \$ et 132 000 \$ environ par année. Le combustible supplémentaire pour la centrale de cogénération est la chaleur additionnelle nécessaire pour produire l'électricité dans la turbine. Outre les coûts de fonctionnement et d'entretien, le service de la dette doit être considéré au moment de déterminer la viabilité. Aux fins de la présente évaluation, les coûts des investissements probables estimés sont amortis sur 15 ans à un taux d'intérêt de 7 %.

### **3.3.4 Revenu et période de récupération**

Pour que le projet soit viable, les revenus annuels doivent excéder les coûts annuels. Pour ce qui est du système de chauffage centralisé, la seule source de revenus est la vente de chaleur aux usagers. Le prix de la vapeur devra être suffisamment attractif pour que l'utilisateur décide de convertir son installation (c.-à-d. que le coût devra être inférieur au montant de sa facture actuelle de chauffage), mais assez élevé pour rentabiliser l'investissement. L'électricité est plus coûteuse que le mazout, 29,3 \$/mmBTU et 25,7 \$/mmBTU respectivement, mais le coût de conversion d'un bâtiment équipé de plinthes chauffantes et de serpentins réchauffeurs excède largement celui de remplacement d'une chaudière au mazout à l'eau chaude. Par conséquent, le prix de la vapeur doit refléter ces obstacles et être compétitif. Aux fins de cette étude, un tarif de 20 \$/mmBTU est considéré pour tous les usagers. Dans une évaluation plus approfondie, cette valeur pourrait varier en fonction des différents usagers et, d'un point de vue contractuel, elle serait vraisemblablement liée au prix du marché du mazout et de l'électricité (c.-à-d. le coût remplacé pour l'utilisateur). Pour ce qui est de la centrale de cogénération, la vente d'électricité serait régie par le programme de production intégrée d'Énergie NB.

Le tableau 3.2 indique les deux catégories de revenus pour chaque installation et évalue le revenu attendu total pour les options à 225 700 \$ et 264 300 \$ par année.

**Tableau 3.2 – Opinion sur le revenu annuel probable – Installation de chauffage centralisé et centrale de cogénération**

<b>Opinion sur le revenu annuel probable</b>		
	<b>Chauffage centralisé</b>	<b>Cogénération</b>
Vente de vapeur 20 \$/mmBTU de chaleur vendue	225 700 \$	225 700 \$
Vente d'électricité Production intégrée, 9,445 ¢/kWh	- \$	38 600 \$
<b>Revenu annuel total</b>	<b>225 689 \$</b>	<b>264 300 \$</b>

Selon cette évaluation de présélection, on constate que les coûts annuels d'exploitation de l'installation excèdent les revenus prévus. Cet exercice ne tient pas compte du coût des tunnels ou du réseau de distribution. Étant donné l'amplitude de l'écart, il n'y a pas lieu d'étudier plus avant la mise en place d'une unité de cette capacité fonctionnant à l'aide de cette technologie.

### **3.4 DISCUSSION SUR LE CAS N° 2**

Les sous-sections suivantes abordent des domaines de discussion particuliers ou fournissent des renseignements complémentaires, comme demandé par le comité directeur dans l'étendue des travaux initiale ou pendant les présentations d'études de cas. Il y est notamment question des analyses de sensibilité, des émissions de gaz à effet de serre et des options pour améliorer la viabilité ou modifier la politique.

#### **3.4.1 Analyses de sensibilité**

On a demandé à Stantec de procéder à une analyse de sensibilité relativement aux coûts du biocombustible ou combustible de substitution. Cette analyse est fondée sur les données présentées à la section Discussion du cas n° 1, dans le tableau 2.4, qui compare les coûts énergétiques (voir tableau 2.4 pour des détails supplémentaires). Le tableau 3.3 reprend les coûts énergétiques précédemment déterminés selon le type de combustible et fournit des renseignements supplémentaires sur le potentiel pour la biomasse. Pour chaque combustible, on a fourni le coût énergétique par million de BTU et on a établi le prix de vente présumé pour le remplacement du combustible par une source de chaleur provenant de la biomasse selon trois niveaux de réduction du coût du combustible (10 %, 20 % et 30 %), qui se veulent des incitatifs à la conversion et une façon de récupérer les coûts de conversion potentiels.

**Tableau 3.3 – Coûts du biocombustible de substitution**

Combustible	Coût énergétique équivalent (\$/mmBTU)	Prix de remplacement par la biomasse (\$/mmBTU)		
		Réduction de 10 %	Réduction de 20 %	Réduction de 30 %
Propane	45,8 \$	41,2 \$	36,6 \$	32,0 \$
Électricité	29,3 \$	26,4 \$	23,4 \$	20,5 \$
Mazout n° 2	25,7 \$	23,2 \$	20,6 \$	18,0 \$
Gaz naturel	24,7 \$	22,2 \$	19,8 \$	17,3 \$
Mazout n° 6	20,1 \$	18,1 \$	16,1 \$	14,1 \$
Biomasse	9,7 \$	-	-	-

Appliquer les réductions ci-dessus au cas n° 2 (en remplaçant les bâtiments actuellement alimentés à l'électricité et au mazout n° 2) aboutirait aux variations du revenu potentiel présentées au tableau 3.4. Globalement, il y a une importante différence de réduction potentielle du coût du combustible quand on compare n'importe quel autre combustible à la biomasse. Les différences significatives qui rendent le chauffage centralisé à la biomasse peu attrayant sont le coût d'investissement pour l'infrastructure nécessaire (l'installation à chaudière et le réseau de distribution), les exigences accrues en matière de fonctionnement et d'entretien et les besoins de personnel pour les opérations et la manutention du combustible.

**Tableau 3.4 – Analyse des coûts du biocombustible de substitution**

Combustible et consommation annuelle approximative	Coût annuel de combustible existant	Prix de remplacement par la biomasse et revenu potentiel		
		Réduction de 10 %	Réduction de 20 %	Réduction de 30 %
Électricité (6484 mmBTU/an)	190 000 \$/an	171 000 \$/an	152 000 \$/an	133 000 \$/an
Mazout n° 2 (4800 mmBTU/an)	123 600 \$/an	111 200 \$/an	98 800 \$/an	86 500 \$/an
Biomasse (11 284 mmBTU/an)	-	-46 600 \$/an	-46 600 \$/an	-46 600 \$/an
<b>Revenu potentiel</b>	-	<b>235 600 \$/an</b>	<b>204 300 \$/an</b>	<b>173 000 \$/an</b>

### 3.4.2 Gaz à effet de serre

Comme pour le cas n° 1, une évaluation des émissions ou réductions de gaz à effet de serre (GES) a été faite pour le cas n° 2. Les résultats sont présentés au tableau 3.5. Pour ce qui est de l'installation de chauffage centralisé, la réduction potentielle des émissions de GES doit être évaluée en fonction de l'électricité et du mazout remplacés. Pour l'électricité, la réduction doit être placée dans le contexte des GES issus de la production d'électricité au Nouveau-Brunswick pendant les mois d'hiver, et non basée sur une moyenne annuelle, puisque c'est à ce moment que correspond l'essentiel de la demande de chauffage. La quantité de GES issue de la production d'électricité au Nouveau-Brunswick en hiver avoisine 0,5665 t d'équivalent-CO<sub>2</sub> (CO<sub>2e</sub>) par mégawattheure (MWh) ou 0,1660 t de CO<sub>2e</sub> par mmBTU (selon la composition du panier d'énergies). Pour le chauffage au mazout, le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick a fourni un facteur utilisé dans les évaluations pour le Fonds Action climat du Nouveau-Brunswick qui chiffre les émissions du mazout n° 2 pour les bâtiments à 2839,7 t de CO<sub>2e</sub> par litre, environ 0,0767 t de CO<sub>2e</sub> par mmBTU.

**Tableau 3.5 – Réduction potentielle des GES – Système de chauffage centralisé**

Combustible et consommation annuelle approximative	Annuel	
	Facteur GES fourni par le ministère de l'Énergie	Réduction annuelle de GES (tonnes de CO <sub>2e</sub> )
Électricité (6484 mmBTU/an)	0,1660 t de CO <sub>2e</sub> /mmBTU	1076
Mazout n° 2 (4800 mmBTU/an)	0,0775 t de CO <sub>2e</sub> /mmBTU	372

### 3.4.3 Discussion générale

La conclusion générale est que le système de chauffage distribué ne sera pas économiquement viable pour un système de cette taille. L'investissement de capitaux important pour la chaudière et le réseau de distribution nécessaires pour vendre du chauffage aux quatre usagers rend le système non viable. Pour changer les données économiques afin de rendre le système économiquement viable, trois facteurs sont à prendre en considération :

- Densité des usagers : le nombre d'usagers et la distance entre eux.
- Coût de conversion pour l'utilisateur final.
- Coût de la source d'énergie actuelle des usagers.

Le premier obstacle au rendement économique des investissements est la densité trop faible des usagers. Même si on a eu de la difficulté à réunir de nombreux participants pour l'enquête, les autres bâtiments du quartier seraient des usagers à faible intensité (petits sites commerciaux et industriels) qui pourraient se raccorder au système si les usagers plus importants justifiaient son installation. Leur participation et leur charge thermique relative n'amélioreraient pas les données économiques concernant cette installation. Afin qu'un réseau de distribution soit économiquement viable, les usagers doivent être à proximité les uns des autres, par exemple de nombreuses tours d'habitation réunies ou de vastes bâtiments d'institutions situés dans le même îlot. Si la distance entre les usagers est courte, le coût d'investissement du réseau de distribution est réparti entre de nombreux usagers, ce qui se traduit par un coût moindre pour chacun d'entre eux. C'est un élément important dans le calcul de la période de récupération de l'investissement pour convertir le système de chauffage des usagers.

Pour cette étude de cas, le coût associé au réseau de distribution (tunnels) n'a pas été pris en considération dans les données économiques, et ce, pour deux raisons. La première, c'est que cela donnerait une indication prudente quant à la faisabilité et à la viabilité économique de l'installation de chauffage et de son fonctionnement. La deuxième, c'est l'hypothèse que l'infrastructure nécessaire pour ce genre de systèmes pourrait être prise en charge financièrement en totalité ou en partie par des organismes municipaux ou gouvernementaux. L'installation d'une infrastructure du genre dans un parc industriel ou un quartier où il y a beaucoup d'établissements commerciaux et d'institutions peut présenter des possibilités d'enfourir d'autres services municipaux – par exemple une infrastructure de téléphone, de réseau, d'électricité ou d'eau –, en plus de présenter un intérêt potentiel pour de futurs investissements. Si une installation de chauffage démontrait son efficacité sur un autre site, ces avantages, entre autres, pourraient être explorés pour aider à compenser le coût de distribution élevé. Comme mentionné dans l'étude de cas, la possibilité d'enfourir les câbles sans utiliser une infrastructure de tunnels pourrait aussi être explorée afin de réduire les coûts de distribution.

Le coût de conversion est le deuxième obstacle potentiel qui pourrait empêcher les usagers de remplacer leur actuelle source de chauffage. Si un capital important est nécessaire pour effectuer la conversion, l'écart de coût entre les combustibles doit être plus grand pour que la période de récupération soit intéressante. Il faudrait faire de la recherche sur le type de systèmes de chauffage existants des bâtiments. Si un bâtiment possède un système de chauffage central (p. ex. chaufferie), le coût de conversion serait relativement faible comparativement à un bâtiment possédant un système de chauffage électrique dans chaque pièce. Le coût d'investissement additionnel pour la conversion à un système de chauffage central peut ne pas être attrayant pour l'utilisateur et allonger de manière irréaliste la période de récupération.

La troisième considération est le coût relatif du combustible existant pour l'utilisateur en matière de chaleur industrielle ou de chauffage de l'utilisateur. La volatilité du prix et de l'approvisionnement peut aussi être un facteur qui détermine si les usagers sont disposés à prendre le risque d'une période de récupération plus longue. Le prix de l'électricité a toujours été très prévisible. Ceux du mazout et du gaz naturel ont été plus volatiles, mais sont restés bas pendant de longues périodes. Ces périodes de prix bas allongeront le délai dans lequel les usagers pourront réaliser des économies qui pourraient compenser les coûts de conversion. Le coût de la biomasse pour la chaudière est aussi plus volatile et est lié au prix du mazout. À mesure que ce prix augmentera, le marché se tournera vers des combustibles de substitution comme la biomasse, ce qui tirera vers le haut le prix de cette dernière.

Globalement, un système de chauffage distribué au biocombustible n'est pas économiquement viable à moins que les usagers finaux soient situés très près de la chaudière à biomasse et que leur demande de chaleur soit très élevée. La production d'électricité est un ajout potentiel au système de chauffage, mais c'est une option difficilement viable sur le plan économique dans un contexte de faible capacité. Les variations saisonnières de la charge et les faibles besoins de chauffage sont les principaux éléments qui diminuent le rendement de l'investissement et allongent la période de récupération du projet.

## **4.0 Étude de cas n° 3 : Chauffage/climatisation d'un immeuble commercial individuel**

---

La troisième étude de cas qui examine les possibilités d'utilisation de la biomasse est une unité autonome à la biomasse qui alimente une installation commerciale unique.

En accord avec le comité directeur, deux immeubles commerciaux ont été postulés pour l'étude de cas. On suppose que les deux bâtiments sont chauffés à l'électricité à l'aide de serpentins dans le système de ventilation et de plinthes chauffantes électriques. Le premier immeuble fait à peu près 1850 m<sup>2</sup> (20 000 pi<sup>2</sup>); le second, un peu plus grand, fait environ 3700 m<sup>2</sup> (40 000 pi<sup>2</sup>) et sa charge de conditionnement d'air est supérieure. Pour le premier bâtiment (B1), on étudie uniquement la modification du système de chauffage, tandis que pour le second (B2), on examine la possibilité de couvrir également la charge de refroidissement.

Comme pour les cas précédents, pour faciliter l'analyse, on attribue aux deux immeubles une consommation d'électricité et un profil donnés.

### **4.1 DESCRIPTION DE L'OCCASION**

Les deux bâtiments de bureaux dépendront strictement de l'électricité pour tous leurs besoins de chauffage, de climatisation, d'éclairage et de fonctionnement opérationnel. Le chauffage est en général assuré par des plinthes électriques et des serpentins de chauffage électrique dans les canalisations, avec des appareils de traitement d'air accessibles par le toit (qui assurent également la climatisation). Comme souvent dans les environnements de bureaux, en dehors du chauffage et de la climatisation, l'essentiel de la consommation d'électricité est dû aux ordinateurs, aux photocopieurs, aux appareils de la salle à manger et à l'éclairage. Ces machines et les personnes qui les utilisent libèrent de la chaleur qui répond à une partie des besoins de chauffage dans les locaux à bureaux. Inversement, si les occupants travaillent dans le domaine du traitement de données ou des opérations de TI, la quantité de matériel informatique et d'équipement électrique dans le bâtiment peut être à l'origine d'un besoin de climatisation, même en hiver.

Les besoins énergétiques totaux de chauffage pour l'année ont été déterminés en supposant une consommation annuelle de référence et des charges de chauffage et de climatisation selon la saison. Comme l'illustre le tableau 4.0, les charges de chauffage et de climatisation ne représentent qu'environ 40 % de la consommation d'électricité annuelle, tandis que plus de 60 % de la consommation concerne les activités de bureau. Avant d'aller de l'avant avec un immeuble de bureaux donné, il faudrait une analyse plus fine de la répartition de la consommation d'électricité, puisque ces chiffres ne sont que des approximations.

**Tableau 4.0 – Répartition de la consommation d'électricité – B1**

Consommation	kWh/année	% de kWh annuels
Ordinateurs, photocopieurs, éclairage, appareils et autres	384 000	<p>Climatisation 11 % Chauffage 27 % Équip. bureau, éclairage et autres 62 %</p>
Chauffage	170 000	
Climatisation	70 000	
<b>Total</b>	<b>622 000</b>	

Comme susmentionné, il est intéressant de constater qu'une partie de la charge de chauffage est fournie par la chaleur produite par l'équipement de bureau et le personnel. Étant donné que cette source de chaleur est inhérente aux opérations de bureau, elle ne peut être remplacée par d'autres formes de combustible comme le mazout ou la biomasse. Dans ce cas, l'énergie doit être fournie sous forme d'électricité utilisée par l'équipement de bureau et la chaleur dégagée répond en partie aux besoins de chauffage du bâtiment.

Dans le même ordre d'idée, le conditionnement d'air nécessaire à B2 réduit les besoins de chauffage. En général, dans les immeubles de bureaux, le système de ventilation est conçu pour fournir de l'air froid à des salles spécifiques afin de compenser la charge thermique produite. L'air réchauffé dans ces locaux recircule dans le système de ventilation pour réduire les besoins de chauffage. Compte tenu du niveau de détail de cette étude, il est difficile de déterminer l'impact exact sur les besoins de chauffage, mais les chiffres seraient inférieurs à ceux présentés au tableau 4.0 pour B1 (en supposant que la taille et les fonctions des locaux restent les mêmes). Le tableau 4.1 présente une opinion sur la répartition probable de la consommation d'électricité de B2. On part de l'hypothèse que B2 est deux fois plus grand et a des besoins de conditionnement d'air supérieurs en raison d'une charge thermique accrue liée au nombre d'occupants, à des laboratoires, à des salles de serveurs, etc.

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 3 : Chauffage/climatisation d'un immeuble commercial individuel  
le 11 de mai, 2010

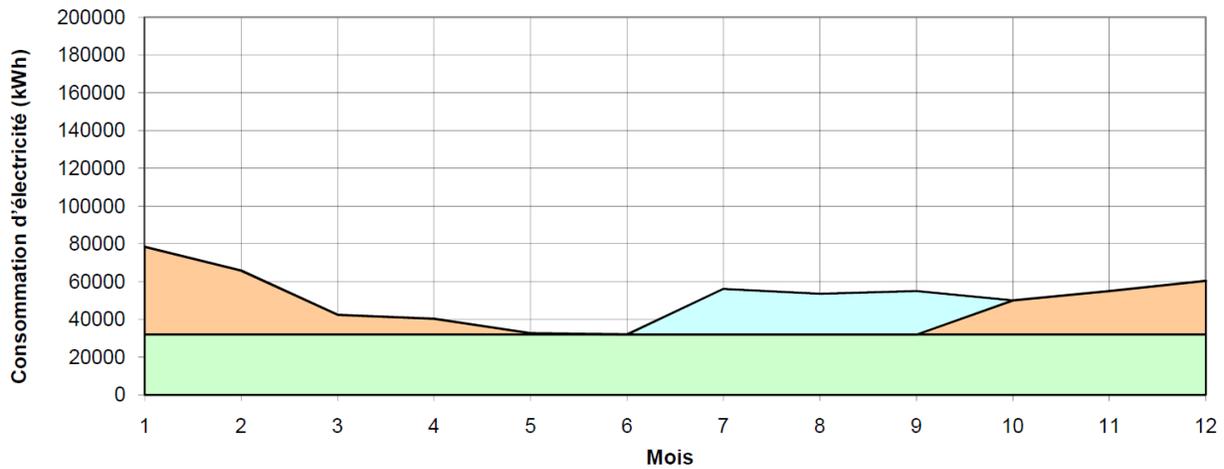
**Tableau 4.1 – Répartition de la consommation d'électricité – B2**

Consommation	kWh/année	% de kWh annuels
Ordinateurs, photocopieurs, éclairage, appareils et autres	1 110 000	<p>Le diagramme circulaire illustre la répartition de la consommation d'électricité en trois segments : un grand segment vert (67%) pour l'équipement de bureau, l'éclairage et d'autres usages; un segment bleu clair (24%) pour la climatisation; et un segment orange (9%) pour le chauffage.</p>
Chauffage	144 000	
Climatisation	388 000	
<b>Total</b>	<b>1 642 000</b>	

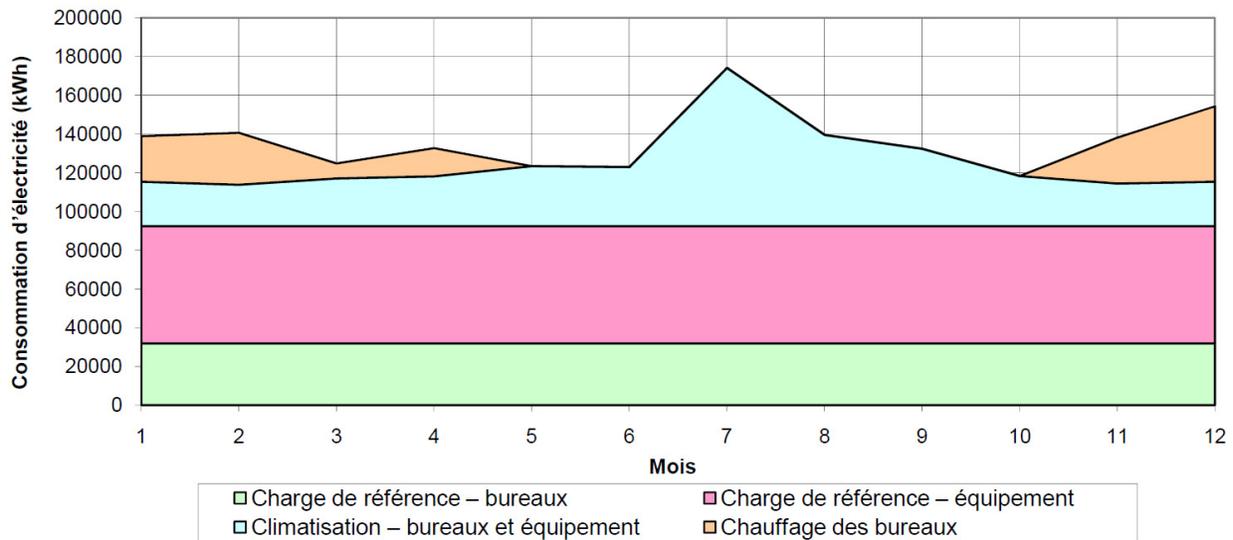
Mentionnons que les immeubles commerciaux sont en général dotés d'un système de contrôle de l'humidité qui consomme également de l'électricité. L'impact d'un tel système n'a pas été pris en considération dans la présente évaluation approximative et nécessiterait une analyse plus poussée.

Étant donné les répartitions présumées pour les deux bâtiments, présentées au tableau 4.1 pour B1 et au tableau 4.2 pour B2, la figure 4.0 illustre les profils de consommation annuelle présumés des deux bâtiments. Ces profils et les courbes de demande présumées seront utilisés pour prévoir les besoins auxquels une unité à la biomasse devrait répondre.

**Cas n° 3 : immeubles de bureaux  
Consommation d'électricité B1**



**Cas n° 3 : immeubles de bureaux  
Consommation d'électricité B2**



**Figure 4.0 – Profils de consommation d'électricité présumés de B1 et B2 – charges de référence, climatisation et chauffage**

La taille de la chaudière à biomasse est déterminée en fonction de la charge maximale potentielle de l'unité. Aux fins de cette étude de cas, B1 est conçu de façon à répondre uniquement à la portion chauffage de la demande d'électricité. B2 sera conçu de façon à répondre aux demandes de chauffage et de climatisation afin de bénéficier d'économies d'échelle puisqu'il présente la charge de climatisation la plus élevée possible. Par conséquent,

les charges de chauffage les plus élevées que connaîtra B1 se situeront pendant les mois d'hiver et, selon la courbe de demande estimée pour l'hiver, la capacité de la chaudière de B1 devra être d'environ 760 000 BTU/h. La chaudière de B2 doit pouvoir répondre aux demandes de climatisation et de chauffage. La demande de pointe du système B2 devrait survenir lors de la charge de climatisation de pointe estivale et, selon l'efficacité de la technologie de climatisation dont il sera question plus loin, elle devrait être de 1 380 000 BTU/h.

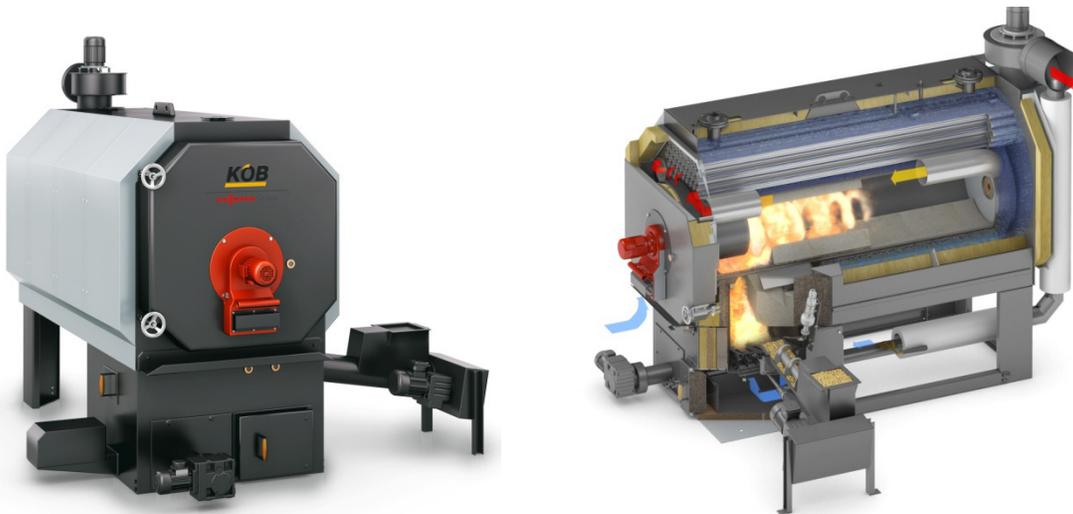
## **4.2 TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE ET DE CLIMATISATION ET CONVERSION**

Cette étude de cas vise à déterminer la possibilité d'utiliser la biomasse pour réduire la dépendance à l'électricité pour le chauffage et la climatisation des immeubles commerciaux pris pour hypothèse. La méthode utilisée est décrite ci-dessous, accompagnée d'une description de la technologie de chauffage et de climatisation et des besoins de réhabilitation thermique des bâtiments.

### **4.2.1 Chauffage**

Remplacer le chauffage à l'électricité d'un bâtiment exige une méthode pour convertir le combustible solide brut en chaleur et une autre pour disperser la chaleur dans le bâtiment. La conversion de la source de biomasse en chaleur s'effectue de la même manière que dans les autres études de cas, à l'aide d'une chaudière, dans ce cas-ci une chaudière à l'eau chaude. Comparativement à un système de chauffage centralisé à la vapeur, une chaudière affectée à un bâtiment unique peut avoir une capacité réduite, ce qui signifie également une réduction des investissements de capitaux se rattachant à l'installation et des besoins de stockage du combustible; le passage de la vapeur à l'eau chaude permet aussi de réduire la supervision des opérations et l'entretien.

Il existe plusieurs fabricants de chaudières à biomasse correspondant à un éventail de capacités de chauffage. Étant donné les capacités requises pour B1 et B2, une chaudière à foyer à combustion rotative KÖB Pyrot est envisagée pour le système de chauffage. Cette chaudière fabriquée par une entreprise autrichienne est un appareil efficace de petite capacité qui peut brûler des copeaux, des granules et des briquettes. La figure 4.1 montre un modèle caractéristique de Pyrot (vue en coupe à droite). À l'aide d'une auge (convoyeur à vis sans fin), le combustible est amené dans le foyer, où il est enflammé et gazéifié sur la grille de la chaudière. La cendre est automatiquement éliminée dans un bac à cendres (non illustré), tandis que les gaz de combustion passent par l'échangeur d'air à tube horizontal utilisé pour produire de l'eau chaude. Les gaz d'échappement sont soit expulsés par la cheminée, soit recirculés pour combustion.



**Figure 4.1 – Vue extérieure d’une chaudière à biomasse KÖB Pyrot (gauche) et aperçu du système (droite) (www.kob.cc)**

Une fois l’eau chaude produite, elle doit être canalisée jusqu’à un système de distribution pour répondre aux besoins du bâtiment. Deux types de conversion du système de chauffage des bâtiments pris pour hypothèse sont envisagés : la conversion totale et la conversion partielle. Le système de chauffage existant des bâtiments est alimenté grâce à la chaleur électrique fournie par l’unité de toit, de multiples petits serpentins de chauffage et des plinthes chauffantes. La conversion totale du bâtiment exigerait l’enlèvement ou la démolition de la majorité des systèmes de chauffage existants et leur remplacement par des systèmes à l’eau chaude équivalents. La conversion partielle concerne uniquement l’unité de toit, sans répercussion à l’intérieur du bâtiment. Voici un aperçu général des deux approches.

Voici la portée des travaux que nécessiterait une conversion totale du système :

- démolition des plinthes chauffantes électriques existantes;
- démolition des serpentins réchauffeurs électriques dans les conduits;
- démolition du serpentin de traitement d’air à l’électricité de l’unité de toit;
- enlèvement/remise en place des carreaux de plafond insonorisants;
- installation de plinthes chauffantes à l’eau chaude et de la tuyauterie associée;
- installation de serpentins réchauffeurs à l’eau chaude dans les conduits et de la tuyauterie associée;
- installation d’un serpentin de traitement de l’air au glycol dans le toit et de la tuyauterie associée; et

- installation d'un échangeur de chaleur eau chaude-glycol et des pompes associées. Pour la protection contre le gel, l'eau chaude doit être utilisée dans un échangeur de chaleur au glycol qui, en retour, répond aux besoins de l'unité extérieure.

Voici la portée des travaux que nécessiterait une conversion partielle du système :

- installation d'un serpentín de traitement de l'air au glycol dans le toit et de la tuyauterie associée; et
- installation d'un échangeur de chaleur eau chaude-glycol et des pompes associées. Pour la protection contre le gel, l'eau chaude doit être utilisée dans un échangeur de chaleur au glycol qui, en retour, répond aux besoins de l'unité extérieure.

La conversion partielle est fondée sur la possibilité de n'adapter que l'unité de toit, la chaleur provenant du système à l'eau chaude. L'infrastructure de chauffage électrique existante à l'intérieur du bâtiment resterait la même et serait utilisée pour répondre aux besoins calorifiques. Le système à l'eau chaude continuerait à assurer une bonne partie du chauffage, mais les pointes seraient contrôlées à l'aide des systèmes électriques existants. Cette option exige une étude plus approfondie afin de déterminer la possibilité de réhabiliter l'unité de toit et la proportion de chauffage pouvant être assurée par le système à l'eau chaude.

#### **4.2.2 Climatisation**

Répondre aux besoins de climatisation du bâtiment B1 en utilisant de la biomasse est une entreprise difficile, puisqu'elle consiste essentiellement à essayer de climatiser à l'aide d'une source de chaleur. Bien que cela semble contradictoire, de l'équipement a été mis au point dans ce but et, aux fins de cette étude, un refroidisseur d'eau chaude à absorption sera utilisé (voir figure 4.2). Le refroidisseur produit de l'eau refroidie/froide qui est envoyée dans un système de distribution, comme pour l'eau chaude, et qui sert à climatiser. Pour fonctionner, le refroidisseur a besoin d'eau chaude provenant de la chaudière, d'eau de refroidissement provenant d'une tour de refroidissement et de pompes de circulation.

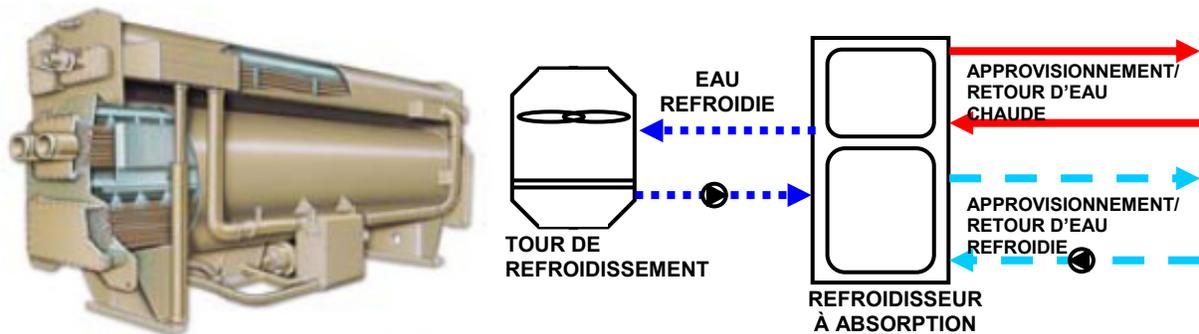


Figure 4.2 – Refroidisseur à absorption Trane (gauche) et aperçu du système (droite) ([www.trane.com](http://www.trane.com) [en anglais seulement])

### 4.3 OPINION SUR LES COÛTS DES INVESTISSEMENTS ET LES RETOMBÉES PROBABLES

En s'appuyant sur les données fournies en matière d'électricité, sur une évaluation approximative de la charge de chauffage et de climatisation probable et sur l'équipement sélectionné, des opinions sur le coût probable pour les deux bâtiments ont été données. Ces coûts sont divisés selon l'équipement principal et les coûts directs et indirects divers. Les coûts de conversion sont ajoutés à part aux fins de discussion. Le tableau 4.2 indique les opinions sur le coût probable de la conversion totale de B1 (chauffage seulement), de la conversion partielle de B1 (chauffage seulement) et de la conversion de B2 (chauffage et climatisation).

**Tableau 4.2 – Opinion sur les coûts des investissements probables – B1 et B2**

<b>Opinion sur les coûts des investissements probables</b>				
	Conversion totale B1	Conversion partielle B1		B2
Chaudière à biomasse Pyrot 220	156 000 \$	156 000 \$	Chaudière à biomasse Pyrot 400	165 000 \$
			Refroidisseur à absorption et syst. auxiliaires	200 000 \$
Ingénierie civile	50 000 \$	50 000 \$	Ingénierie civile	90 000 \$
Électricité	35 000 \$	35 000 \$	Électricité	55 000 \$
Mécanique	60 000 \$	60 000 \$	Mécanique	140 000 \$
Coûts indirects : admin., propriété, ingénierie, mise en service	100 000 \$	100 000 \$	Coûts indirects : admin., propriété, ingénierie, mise en service	160 000 \$
<b>Total pour le système de chaudière</b>	<b>401 000 \$</b>	<b>401 000 \$</b>	<b>Total pour le système de chaudière</b>	<b>810 000 \$</b>
Coûts de conversion	300 000 \$	50 000 \$	Coûts de conversion	400 000 \$
<b>Coût total du projet</b>	<b>701 000 \$</b>	<b>451 000 \$</b>	<b>Coût total du projet</b>	<b>1 210 000 \$</b>

Les chaudières à biomasse sont des systèmes Pyrot soumissionnés qui incluent le stockage de combustible, le foyer, l'enlèvement de la cendre, le nettoyage des tubes, le transport et la mise en service. Le refroidisseur à absorption et les systèmes auxiliaires sont aussi soumissionnés par le fournisseur. Les coûts d'ingénierie civile, électrique et mécanique comprennent la fondation, les structures/bâtiments, l'isolation, l'instrumentation, le câblage électrique, la tuyauterie, la peinture et autres coûts divers. Les coûts indirects englobent l'administration, la propriété, l'ingénierie et la mise en service. Ces coûts doivent faire l'objet d'une analyse approfondie dans la conception détaillée. En la matière, une option à explorer est le conteneur Pyrot : la chaudière est expédiée dans un conteneur, ce qui peut réduire une partie des coûts d'installation (bien que ce soit peut-être moins attrayant, esthétiquement parlant).

Les coûts de conversion pour le chauffage seulement devraient être compris entre 50 000 \$ et 300 000 \$, selon le niveau de conversion à l'intérieur des bâtiments. Réaliser des travaux de démolition et de remplacement à l'intérieur coûte très cher en raison de la main-d'œuvre, du temps et des matériaux nécessaires. Éviter d'avoir à travailler à l'intérieur en ne réhabilitant que

l'équipement extérieur est une possibilité, mais cela ne devrait pas réduire la capacité nécessaire pour la chaudière. Par ailleurs, plus la chaudière est petite, plus elle est difficile à rentabiliser, puisque c'est son alimentation et son installation qui sont à l'origine de l'essentiel du coût, les coûts différentiels relatifs liés à l'augmentation de la capacité étant mineurs en comparaison (la Pyrot 400 possède deux fois la capacité de chauffage de la Pyrot 220, mais son coût d'équipement n'est supérieur que de 20 %). Les coûts de conversion de B1 impliquent le remplacement complet de l'unité de toit et un échangeur de chaleur additionnel ainsi que les remplacements à l'intérieur, ce qui rend l'option beaucoup plus coûteuse. Si les canalisations pour le chauffage à l'eau chaude avaient été installées à la construction de B2, un nouveau système coûterait environ 250 000 \$ (sans les coûts pour la chaudière).

Une fois les nouvelles unités installées, leur fonctionnement a un coût (voir tableau 4.3). Une unité de cette taille ne nécessite pas une supervision à l'heure ou à la journée. Pour ce scénario, on présume qu'un opérateur à temps partiel s'assurera que le convoyeur à courroie est alimenté, que la cendre est enlevée et qu'il n'y a pas de problème de fonctionnement – par exemple l'obstruction du système d'alimentation en combustible –, sans oublier les inspections générales de l'équipement. Aux fins de cet exercice, nous avons présumé un temps de travail d'environ quatre heures par semaine. L'installation B2 est plus complexe, nécessitant un équipement et des vérifications supplémentaires; par conséquent, son coût de fonctionnement annuel est élevé.

Les coûts d'entretien et de matériaux comptent dans le fonctionnement des unités et représentent une moyenne sur leur durée utile. Ils seront plus bas les premières années, jusqu'à ce que le système commence à se dégrader. Un montant est affecté aux assurances, impôts et autres coûts divers associés au fonctionnement de l'unité et de sa structure.

Le dernier coût de fonctionnement important à considérer, c'est le combustible. Les unités Pyrot sont conçues pour accepter une variété de combustibles, mais offrent leur meilleur rendement avec des granules et copeaux de bois d'une teneur en humidité inférieure à 30 %. En raison des quantités limitées nécessaires pour les chaudières, les prix seront plus élevés que pour un gros utilisateur industriel. Le tableau 4.3 présente les prix pour les copeaux (125 \$/TMV) et les granules (330 \$/TMV), dernier élément dans les coûts de fonctionnement présumés.

**POSSIBILITÉS EN MATIÈRE DE BIOÉNERGIE POUR LES COLLECTIVITÉS ET LES PROPRIÉTAIRES DE LOTS BOISÉS DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Étude de cas no 3 : Chauffage/climatisation d'un immeuble commercial individuel  
le 11 de mai, 2010

**Tableau 4.3 – Opinion sur les coûts de fonctionnement annuels probables – B1 et B2**

<b>Opinion sur les coûts de fonctionnement annuels probables</b>			
	Conversion totale B1	Conversion partielle B1	B2
Personnel	4 000 \$	4 000 \$	10 000 \$
Entretien et matériaux	7 500 \$	7 500 \$	16 000 \$
Assurances, taxes, divers	1 500 \$	1 500 \$	4 000 \$
<b>F&amp;E annuels</b>	<b>13 000 \$</b>	<b>13 000 \$</b>	<b>24 000 \$</b>
Consommation de combustible Copeaux, TH 30 %, 125 \$/TMV	52 TMV 6 500 \$	39 TMV 4 900 \$	326 TMV 40 800 \$
Consommation de combustible Granules, TH 8 %, 330 \$/TMV	40 TMV 13 200 \$	30 TMV 9 900 \$	248 TMV 81 900 \$
<b>Coût annuel total (copeaux)</b>	<b>19 500 \$</b>	<b>17 900 \$</b>	<b>64 800 \$</b>
<b>Coût annuel total (granules)</b>	<b>26 200 \$</b>	<b>22 900 \$</b>	<b>105 900 \$</b>

Pour justifier la conversion des systèmes existants de chauffage et climatisation à l'électricité à des systèmes à la biomasse, les économies doivent être suffisantes. Comme le montre le tableau 3.5, la réduction de la consommation d'électricité annuelle engendrerait des économies de 13 000 \$ à 17 000 \$ par année uniquement pour le chauffage (B1) et de 53 000 \$ par année pour le remplacement des systèmes de chauffage et climatisation (B2). Le revenu présenté au tableau 4.4 ne tient pas compte de l'électricité nécessaire pour faire fonctionner la chaudière et l'équipement auxiliaire et doit par conséquent être considéré comme un maximum dans l'évaluation de la viabilité économique. Sur la base de ces chiffres et des coûts de fonctionnement annuels qui figurent au tableau 4.4 de la page suivante, il n'est pas économiquement viable de procéder à la conversion à la biomasse de tels bâtiments puisque les économies de coûts ne compensent pas le nouveau coût de fonctionnement, et ce, sans même envisager la récupération de l'investissement en capital.

**Tableau 4.4 – Opinion sur les économies de coûts annuelles probables – B1 et B2**

<b>Opinion sur les économies de coûts annuelles probables</b>			
	Conversion totale B1	Conversion partielle B1	B2
Réduction de la consommation d'électricité annuelle (kWh)	169 520	127 140	531 504
<b>Économie sur le coût annuel d'électricité (0,10 \$/kWh)</b>	<b>17 000 \$</b>	<b>13 000 \$</b>	<b>53 000 \$</b>

#### **4.4 DISCUSSION SUR LE CAS N° 3**

Les sous-sections suivantes décrivent les domaines de discussion particuliers ou fournissent un complément d'information comme demandé par le comité directeur dans l'étendue des travaux initiale ou pendant les présentations d'études de cas. Il sera notamment question des analyses de sensibilité, et des réductions de gaz à effet de serre, des risques et des options permettant d'améliorer la viabilité ou de modifier la politique.

##### **4.4.1 Analyses de sensibilité**

Sur la base des résultats de cette étude de cas, le comité directeur, après avoir consulté Stantec et AGFOR, a proposé de procéder à une étude de faisabilité sur un site plus approprié. Ce site devrait avoir une charge calorifique supérieure et une infrastructure à l'eau chaude existante, et il se trouve dans un milieu plus rural (comme l'école intermédiaire ou secondaire de l'étude de cas n° 2). Cette approche est actuellement à l'étude.

##### **4.4.2 Gaz à effet de serre**

Le tableau 4.5 présente une évaluation de la production ou des réductions de gaz à effet de serre (GES) pour le cas n° 3. Compte tenu du système de chauffage de source ponctuelle, la réduction potentielle des émissions de GES n'est associée qu'à l'électricité pour ce site. Comme dans le cas n° 2, la réduction doit être placée dans le contexte des émissions de GES entraînées par la production d'électricité au Nouveau-Brunswick pendant les mois d'hiver et avoisine 0,5665 t d'équivalent-CO<sub>2</sub> (CO<sub>2e</sub>) par mégawattheure (MWh). Comme indiqué, l'économie d'électricité présentée ici est un maximum et ne tient pas compte de la consommation d'électricité de la chaudière et de l'équipement auxiliaire, qui réduirait ces potentiels.

**Tableau 4.5 – Réduction potentielle des GES – B1 et B2**

Bâtiment	Combustible et consommation annuelle approximative	Annuel	
		Facteur GES fourni par le ministère de l'Énergie	Réduction annuelle de GES (tonnes CO <sub>2e</sub> )
Conversion totale B1	Électricité (169 520 kWh)	0,5665 t CO <sub>2e</sub> /MWh	96
Conversion partielle B1	Électricité (127 140 kWh)		72
B2	Électricité (531 504 kWh)		301

#### **4.4.3 Discussion générale**

La faible demande de chauffage, inattendue pour de si grands bâtiments, s'explique par la nature de leurs activités. Une consommation d'électricité élevée pour les ordinateurs, l'éclairage et autres appareils de bureau entraîne un dégagement de chaleur résiduelle, qui se dissipe dans le système de ventilation des bâtiments. Cela diminue la demande de chaleur au système de chauffage. Cette situation peut changer au fil du temps, au fur et à mesure qu'un éclairage et un équipement informatique plus efficaces deviennent disponibles. Si un système de chauffage à la biomasse était installé, il serait plus intéressant d'investir dans un équipement électrique plus efficace, puisque réduire la chaleur dégagée par cet équipement diminuerait les coûts de climatisation durant l'année.

Compte tenu des besoins de chauffage et de climatisation des bâtiments B1 et B2 et de l'équipement de biomasse approprié, les occasions de mise en œuvre semblent marginales. Les principaux obstacles sont les coûts de fonctionnement, le coût du combustible et l'échelle. Les coûts de fonctionnement présentés ici tiennent compte d'un nombre d'heures de travail hebdomadaire très limité de l'opérateur. Dans le cadre d'une étude d'ingénierie ou de préfaisabilité détaillée, il faudrait communiquer avec des propriétaires d'installations KÖB et visiter ces installations afin de mieux comprendre les besoins et les coûts attendus.

Comme combustible des unités, on a envisagé les copeaux ou granules à faible teneur en humidité. Il existe des variations dans les coûts attendus d'un combustible à l'autre, puisque les capacités des chaudières sont relativement petites pour l'achat de combustible en grandes quantités. Par conséquent, le coût des granules est plus avantageux que le tarif résidentiel, sans toutefois s'approcher du prix industriel dont bénéficient les gros consommateurs. Le même raisonnement s'applique aux copeaux : les utilisateurs industriels paient 50 \$ à 80 \$/TMV et il y aura un surcoût dû au traitement supplémentaire et à la livraison à un utilisateur éloigné et de petite capacité. Au fur et à mesure que les installations à la biomasse augmentent, une analyse de rentabilisation pourrait se justifier pour la réception, le traitement et la livraison de combustibles à faible teneur en humidité à de multiples sites. La distribution et l'achat en grandes quantités peuvent réduire davantage les coûts de fonctionnement attendus. Ce service pourrait aussi être lié à des ententes relatives au fonctionnement et à l'entretien de la chaudière.

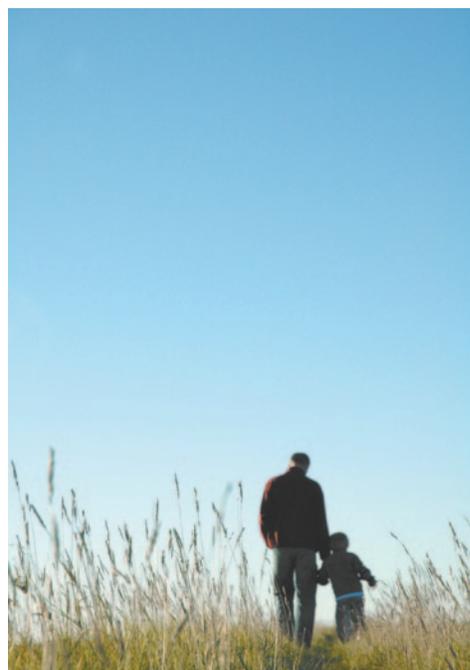
Outre l'impact du combustible, l'échelle de ces unités a aussi un impact sur la période de récupération. Dans ce cas, un système de chauffage de source ponctuelle (c.-à-d. une chaudière à biomasse pour chaque bâtiment) ne semble ni pratique ni économique. Alimenter plusieurs bâtiments similaires très proches les uns des autres (application de chauffage centralisé concentré) à partir d'un seul complexe de chaudière réduirait considérablement le coût des investissements et les coûts de fonctionnement et d'entretien. C'est l'avantage du

chauffage centralisé sur le chauffage de source ponctuelle quand les besoins de chauffage et de climatisation sont rapprochés.

Si on pouvait diminuer les coûts de fonctionnement pour rendre l'analyse de rentabilisation intéressante, un second scénario à considérer pour le fonctionnement serait que le fournisseur du combustible se charge de l'investissement de capitaux dans la réhabilitation (conversion et chaudière) pour fournir ensuite au propriétaire du bâtiment une charge mensuelle d'énergie à un prix légèrement inférieur à celui de l'électricité. Ainsi, le fournisseur aurait un meilleur contrôle sur le prix de la biomasse par rapport au remboursement du capital pour le système de chauffage. Il bénéficierait aussi des éventuelles augmentations du coût de l'électricité. Quant au propriétaire du bâtiment, il n'aurait pas à assumer les coûts des investissements et de fonctionnement et, par conséquent, il devrait accepter que les économies réalisées soient moins substantielles. D'autres facteurs de poids peuvent inciter le propriétaire du bâtiment à changer de combustible, par exemple la réduction de l'empreinte de carbone ou la présence de politiques écologiques dans les valeurs de l'entreprise.

Des initiatives gouvernementales peuvent également encourager le passage de combustibles fossiles à des combustibles carboneutres, par exemple la biomasse, en diminuant la période de récupération de la réhabilitation des systèmes de chauffage existants. Le plus grand avantage des incitatifs serait de couvrir les coûts de conversion ou du nouvel équipement à la biomasse, encore plus élevé. La réhabilitation thermique d'un bâtiment qui a une chaudière au gaz naturel ou au mazout peut exiger une conversion moins importante en comparaison avec un système électrique, mais impliquerait le même coût d'équipement que dans l'étude de cas n° 3, tous facteurs égaux.

Étant donné la précision des coûts budgétaires et la sensibilité aux coûts des investissements pour les calculs de la période de récupération, il est recommandé de procéder à une analyse plus détaillée. Il faudrait entre autres proposer des systèmes de chaudière plus économiques et un schéma détaillé des canalisations et de l'échangeur de chaleur pour le bâtiment. Un projet détaillé et un devis ciblé de l'entrepreneur devraient permettre une estimation plus précise pour déterminer la viabilité de la conversion. L'étude de cas indique qu'une analyse plus poussée devrait être considérée seulement pour B2 et, pour le chauffage uniquement, possiblement B1. Pour B2, la conversion à la biomasse ne serait pas un bon investissement en raison de la faible efficacité du refroidisseur à absorption et des faibles besoins saisonniers de chauffage.



UNE ÉQUIPE – UN MONDE DE SOLUTIONS

**Stantec Consulting Ltd.**

845, rue Prospect  
Fredericton (N.-B.) E3B2T7

Tél. : 506-452-7000  
Fax : 506-452-0112