

# PROFIL DES PRODUITS FORESTIERS

## *ÉTUDES DE CAS D'UTILISATION DE LA BIOMASSE PROVENANT DE LA FORÊT DANS LES CHAUDIÈRES À RÉSIDUS POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE*

PRODUIT EN NOVEMBRE 2007

## **Note au lecteur**

L'information contenue dans ce document est fournie à titre indicatif seulement et n'engage aucunement la responsabilité du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (gouvernement du Québec).

## **Auteurs**

Ce document a été réalisé par Michel Bouchard avec la collaboration de Mme Johanne Dupuis et M. Vincent Vallée du Centre de recherche industrielle du Québec. Le document a été révisé par François Fortin du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

## **Diffusion**

Cette publication, conçue pour une impression recto verso, est disponible en ligne uniquement à l'adresse suivante :  
[www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/forets/entreprises/Etudes-Cas-Biomasse.pdf](http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/forets/entreprises/Etudes-Cas-Biomasse.pdf)

© Gouvernement du Québec  
Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2007  
Dépôt légal — Bibliothèque nationale du Québec, 2007

## **Réalisation**

**MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE**  
Direction du développement de l'industrie des produits forestiers  
880, chemin Sainte-Foy, bureau 7.50  
Québec (Québec) G1S 4X4  
CANADA  
Téléphone : 418 627-8644, poste 4106  
Télécopieur : 418 643-9534  
Courriel : [prodfor@mrnf.gouv.qc.ca](mailto:prodfor@mrnf.gouv.qc.ca)

## TABLE DES MATIÈRES

	<b>PAGE</b>
LISTE DES PHOTOS ET DES TABLEAUX .....	IV
INTRODUCTION .....	1
1. OBJECTIFS .....	1
1.1 Conversion ou remplacement d'une chaudière à résidus secs .....	1
1.1.1 Conversion d'une chaudière à résidus secs existante .....	1
1.1.2 Nouvelle chaudière à la biomasse forestière humide (600 BHP) .....	2
1.2 Chauffage collectif .....	4
1.2.1 Oujé-Bougoumou (Québec) .....	4
1.2.2 Revelstoke (Colombie-Britannique) .....	9
1.3 Centrale de cogénération à la biomasse de Lienz (Autriche) .....	11
2. ORIENTATIONS .....	17
BIBLIOGRAPHIE .....	19

## LISTE DES PHOTOS

	<b>PAGE</b>
Photo 1 : Poussoir de type « push floor » .....	1
Photo 2 : Village de Oujé-Bougoumou .....	4
Photo 3 : Centrale thermique à la biomasse .....	5
Photo 4 : Carte du village Oujé-Bougoumou et du déploiement du réseau thermique ....	7
Photo 5 : Vue aérienne de l'emplacement de la centrale thermique .....	10
Photo 6 : Centrale de cogénération à la biomasse forestière de Lienz (Autriche) .....	13
Photo 7 : Schéma du procédé de la centrale de cogénération à la biomasse de Lienz (Autriche) .....	15

## LISTE DES TABLEAUX

	<b>PAGE</b>
Tableau 1 : Coûts des composants d'une installation neuve .....	4
Tableau 2 : Paramètres de puissance de la centrale .....	14
Tableau 3 : Efficacités de la centrale .....	16
Tableau 4 : Limites d'émissions .....	16

## INTRODUCTION

Ce document fait suite au PROFOR sur l'utilisation de la biomasse provenant de la forêt dans les chaudières à résidus pour la production d'énergie. Quatre cas d'utilisation de la biomasse forestière y sont décrits sommairement.

## 1. OBJECTIFS

Le premier cas expose les principaux impacts techniques et monétaires liés à la conversion d'une chaudière à résidus secs existante afin de la rendre apte à brûler de la biomasse résiduelle récupérée en forêt. De plus, dans l'éventualité où la chaudière à résidus secs est trop âgée ou requiert trop de modifications pour être convertie efficacement, les principaux composants d'une installation neuve sont énumérés et leurs coûts afférents présentés.

Les deuxième et troisième cas concernent des petites centrales utilisant de la biomasse forestière pour alimenter en énergie thermique un réseau de chauffage collectif (énergie de quartier).

Enfin, le dernier cas porte sur une installation de cogénération à la biomasse (production d'énergie thermique et électrique).

### 1.1 Conversion ou remplacement d'une chaudière à résidus secs

#### 1.1.1 Conversion d'une chaudière à résidus secs existante

Les chaudières à biomasse forestière résiduelle sont très similaires à celles employées pour la combustion d'écorces (déjà couramment utilisées dans les scieries). Les principales implications techniques et monétaires de la conversion d'une chaudière d'une capacité avoisinant 600 BHP conçue pour brûler des sciures et rabotures afin de la rendre apte à brûler de la biomasse résiduelle récupérée en forêt sont :

##### Réserve de biocombustible

En raison des caractéristiques différentes du biocombustible forestier (densité et taux d'humidité plus élevés, granulométrie moins homogène et présence possible de contaminants (sable, terre et roches)), la réserve doit, dans bien des cas, être redimensionnée pour tenir compte de la diminution de la densité énergétique du biocombustible. De plus, le système d'amenée du biocombustible, installé au fond de la réserve, doit être changé par un système de pousoirs « *push-floor* », plus robuste.

Également, il existe des systèmes de grappin automatisé. Ceux-ci saisissent la matière par le dessus de l'empilement, ainsi toute la mécanique est facile à entretenir.



Pousoir de type «push floor»  
Source : Biomasscenter  
[www.biomasscenter.org](http://www.biomasscenter.org)

Certains experts croient que des silos métalliques à parois internes vitrifiées (de type *Harvestore*) munis d'un extracteur à chaîne situé au fond pourraient constituer une solution efficace à un coût abordable.

### Convoyeurs

Généralement, les systèmes de manutention doivent être complètement changés, de l'alimentation de la biomasse stockée dans la réserve jusqu'à la sortie des cendres, afin de les rendre totalement automatiques (sans intervention humaine). Les vis sans fin existantes sont habituellement remplacées par des convoyeurs à chaîne ou des vis sans fin plus robustes et dont le diamètre est sensiblement augmenté afin de minimiser les blocages.

### Système de tamis

La matière première est souvent mêlée à des contaminants comme des roches ou des particules de bois de grande dimension. Ce faisant, des systèmes de tamis assurant une granulométrie constante peuvent être nécessaires, tout dépendant de la chaudière, du mode d'extraction, des cendres ou des systèmes de convoyage employés.

### Chambre de combustion

Afin de tenir compte des caractéristiques du nouveau combustible (taux d'humidité, densité et contenu en cendres plus élevés et hétérogénéité de la granulométrie), une chambre de combustion externe (CCE) peut être ajoutée à côté de la chambre de combustion existante. Une trémie doseuse ou benne d'alimentation située juste en amont de la chambre de combustion régularise l'arrivée de biocombustible dans celle-ci. La biomasse est maintenant brûlée dans la CCE d'où sont évacuées automatiquement les cendres (pas de formation de mâchefer). Une gaine réfractaire permet d'acheminer les gaz de combustion de la CCE à la chambre de combustion existante. De façon générale, une annexe à la chaufferie doit être construite pour pouvoir abriter la CCE. Celle-ci peut être de type à escalier avec modulation de l'avance et de l'air de combustion.

### Système de décendrage

En raison du contenu élevé en cendres du nouveau combustible (0,1 à 0,2 % de cendres dans les sciures et rabotures par rapport à environ 5 % avec de la biomasse résiduelle récupérée en forêt), la chambre de combustion doit être munie d'un système d'extraction automatique qui évacue les cendres de la fournaise au fur et à mesure de leur production et qui les achemine dans un contenant ou sur un tas afin de les laisser refroidir avant d'en disposer.

### Fumée de combustion – Cyclone – Précipitateur électrostatique

Un épurateur de gaz plus performant doit être ajouté à la suite du dépoussiéreur existant pour permettre de respecter les normes d'émissions particulières<sup>1</sup>. L'épurateur proposé peut être de type laveur humide « *wet scrubber* » à basse pression permettant d'atteindre une concentration de poussières de moins de 150 mg/m<sup>3</sup> N sec. à 8 % d'O<sub>2</sub> à la cheminée.

### Implications monétaires

Le coût de ces modifications, apportées à une chaudière de 600 BHP, est de l'ordre de 1 300 000 dollars canadiens.

## **1.1.2 Nouvelle chaudière à la biomasse forestière humide (600 BHP)**

---

1 Règlement sur la qualité de l'atmosphère - Loi sur la qualité de l'environnement

[http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q\\_2/Q2R20.HTM](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R20.HTM)

Dans certains cas, lorsqu'une chaudière à résidus secs arrive en fin de cycle ou requiert trop de modifications pour être convertie, l'opérateur qui considère l'utilisation de biomasse forestière résiduelle doit penser la remplacer par une installation neuve, adaptée au nouveau biocombustible. Dans cette section, les principaux composants d'une installation neuve sont énumérés et leurs coûts présentés<sup>2</sup>.

Une nouvelle chaudière à la biomasse forestière pourra comprendre les éléments suivants :

1. Une réserve de biomasse, non isolée, à fond mobile de type « *push floor* » avec mécanisme de contrôle de vidange et unité hydraulique ou munie d'un système d'alimentation à grapin.
2. Un convoyeur de transfert à chaînes, de la réserve à la benne d'alimentation.
3. Une benne d'alimentation de la fournaise avec vanne de fermeture, contrôle de niveau et mécanisme de déluge en cas de feu.
4. Un système de poussoir hydraulique pour l'alimentation de la chaudière.
5. Une chambre de combustion revêtue de briques réfractaires avec grille en escalier à vitesse contrôlée selon trois zones. La vitesse de l'air de combustion est également modulée et contrôlée en trois zones à l'aide de variateurs de fréquence pour le ventilateur d'air forcé et de volets sur l'air secondaire.
6. Une chaudière d'une capacité de 600 BHP, de type tubes à feu, qui pourra être localisée soit au-dessus ou à côté de la chambre de combustion, selon l'espace disponible. Cette chaudière est munie des contrôles de pression et de débit usuels. La pression d'opération sera de 125 psig (*pounds force per square inch gauge*).
7. Un système d'extraction et d'évacuation des cendres à l'aide d'un convoyeur noyé.
8. Un système de traitement d'eau de la chaudière pour en contrôler la qualité et prévenir la corrosion.
9. Un multicyclone pour séparer les plus grosses particules à la sortie de la chaudière. Il sera muni d'une vanne rotative et d'une chute dans le convoyeur d'extraction des cendres.
10. Un ventilateur de tirage avec variateur de fréquence pour le contrôle de la pression au foyer.
11. Un laveur humide « *wet scrubber* » à basse pression avec extracteur de poussières ainsi qu'un convoyeur de transfert vers le convoyeur à cendres.
12. Une cheminée de dispersion en acier inoxydable.
13. Un système d'automatisation et de contrôle permettant une opération automatisée de l'ensemble des équipements, afin de ne pas avoir besoin de mécanicien de machinerie fixe en permanence pour opérer l'engin.

---

2 Données fournies par M. Gérald Gosselin de ABGG Technologies inc. ([www.abgg.ca](http://www.abgg.ca))

L'estimation sommaire des coûts d'une telle installation se détaille comme suit.

**Tableau 1 - Coûts des composants d'une installation neuve**

COMPOSANT	Coût
1- Réservoir de biomasse	150 000 \$
2- Convoyeur de transfert	55 000 \$
Éléments 3 à 7	900 000 \$
8- Traitement d'eau	40 000 \$
Éléments 9 à 12	350 000 \$
13- Contrôles	100 000 \$
<b>Total partiel</b>	<b>1 445 000 \$</b>
Génie civil et bâtiment	350 000 \$
Montage	400 000 \$
Mise en marche	80 000 \$
Ingénierie et gérance de projet	100 000 \$
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>2 535 000 \$</b>

## 1.2 Chauffage collectif

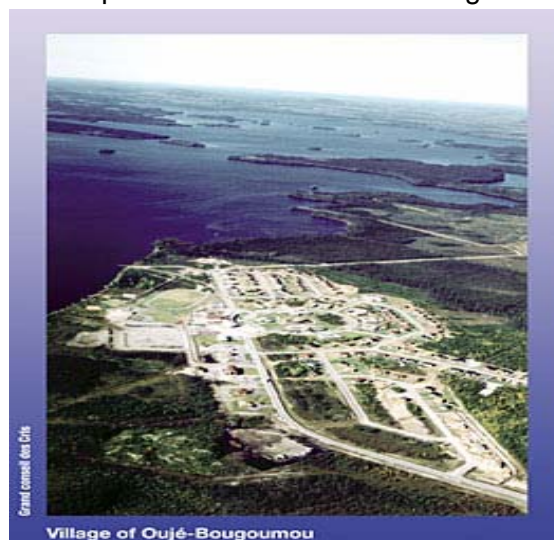
L'augmentation des prix de l'énergie des années 1980 stimula un nouvel intérêt pour les installations de chauffage centralisées alimentées à la biomasse et pour les systèmes de distribution d'eau chaude. Depuis cette période, de plus en plus d'institutions installent des systèmes de chauffage alimentés à la biomasse forestière. L'une des raisons qui expliquent cette tendance est le fait que pour chaque dollar investi dans une installation valorisant des biocombustibles, 0,70 \$ demeure dans l'économie locale contrairement à 0,10 \$ seulement lorsque des combustibles fossiles sont utilisés<sup>3</sup>.

Dans la section suivante, nous décrirons sommairement deux projets de chauffage collectif : le système implanté à Oujé-Bougoumou (Québec) et celui qui a été récemment inauguré à Revelstoke, en Colombie-Britannique.

### 1.2.1 Oujé-Bougoumou (Québec)

Jusqu'au début des années 1990, les populations de la Nation crie d'Oujé-Bougoumou s'étaient installées dans plusieurs sites dispersés sur leur vaste territoire traditionnel de 2 500 km<sup>2</sup>, situé dans le nord du Québec. Dans le passé, les activités minières avaient forcé leur déplacement à plusieurs reprises.

En 1989 et 1992, les gens d'Oujé-Bougoumou ont conclu des accords, respectivement, avec les gouvernements du Québec et du Canada afin d'obtenir des contributions financières qui ont permis de financer la construction d'un village permanent.



3 Estimations réalisées par Trigen Energy Corporation-PEI, propriétaire-opérateur de la centrale de cogénération et du réseau de chaleur de Charlottetown (IPE). Prince Edward Island District Heating System, fiche descriptive du cas, CANMET Energy Technology Center (CTEC).

Le nouveau site de la collectivité, essentiellement bâti entre 1991 et 1996, regroupe près de 700 habitants. Il est localisé à une trentaine de kilomètres à l'ouest de Chapais, à environ 800 km au nord de Montréal. Dès la conception du village, les dirigeants de la collectivité ont élaboré un plan respectueux de l'environnement. En raison du prix de plus en plus élevé du pétrole, les concepteurs se sont tournés vers une ressource d'énergie locale abondante – les sous-produits de la scierie Barrette-Chapais – et ont décidé de construire une installation centrale de chauffage aux biocombustibles pour chauffer et alimenter en eau chaude tous les bâtiments de la collectivité.

Le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC)<sup>4</sup> de Ressources naturelles Canada et Hydro-Québec ont contribué financièrement au projet. Les experts du CTEC et des entreprises FVB Energy et KMW Energy<sup>5</sup> ont été impliqués dans la conception du système.

Depuis ce jour, Oujé-Bougoumou possède le premier système de chauffage centralisé utilisé pour l'ensemble d'un village en Amérique du Nord et c'est la première collectivité du continent à employer la biomasse comme combustible et l'eau chaude comme moyen de transfert d'énergie<sup>6</sup>.

Pour cette réalisation audacieuse, en accord avec les principes de développement durable, la collectivité d'Oujé-Bougoumou s'est vue remettre plusieurs prix très prestigieux dont le Prix des Nations Unies pour les collectivités durables. Le système de chauffage collectif d'Oujé-Bougoumou demeure, encore aujourd'hui, la référence canadienne en la matière.

La construction du système de chauffage collectif initial a débuté en 1991 et s'est terminée en 1992. Au début, l'installation était équipée d'une chaudière à biomasse du fabricant KMW de 1,2 mégawatt (MW) munie d'un brûleur au mazout et d'une chaudière au mazout du fabricant BoilerSmith de 1,5 MW pour les périodes de pointe et comme système de secours. Dès la première année, les travaux ont permis d'alimenter une quarantaine de résidences et cinq bâtiments publics en énergie thermique grâce à un réseau de distribution de chaleur comprenant 600 mètres de canalisations en acier et plus de 2 kilomètres de tuyaux en plastique flexible. Les équipements installés en 1992 ont coûté environ 1,3 million de dollars.



---

4 Vous êtes invités à consulter les documents de l'étude de cas CBI003 « Chauffage urbain / communauté » produits par RETScreen International à l'adresse : [http://www.retscreen.net/fr/pop\\_cas.php?idModele=2&h=1](http://www.retscreen.net/fr/pop_cas.php?idModele=2&h=1).

Le site de RETScreen est administré par le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC). (<http://cetc-vareennes.nrcan.gc.ca/>)

5 FVB Energy (<http://www.fvbenergy.com>), KMW Energy (<http://www.kmwenergy.com>).

6 Oujé-Bougoumou - Système de chauffage centralisé (<http://www.ouje.ca/content/our-story/energy-fr.php>).

En 1998, en raison de la croissance continue de la communauté, le système a connu une phase d'expansion importante. Une deuxième chaudière à la biomasse, de 1,7 MW, ainsi qu'une autre fonctionnant au mazout ont été ajoutées. En 2001, ce sont huit résidences ainsi que trois bâtiments communautaires qui se sont branchés au réseau. Cette année-là, la charge de pointe a été de 2,4 MW.

L'expansion s'est continuée par vagues successives dans les années qui ont suivi.

Aujourd'hui, en 2006, environ 120 maisons, 20 bâtiments multilocatifs (duplex et quadruplex) et au-delà de 20 immeubles publics<sup>7</sup> sont branchés au système de chauffage collectif, desservi par un réseau de canalisations de près de 16 km de long. La centrale compte maintenant deux chaudières à la biomasse (de marque KMW), d'une capacité totale de 2,7 MW, et trois chaudières au mazout (de marque Boilersmith<sup>8</sup>), d'une capacité totale de 4,5 MW, pour le chauffage en période de pointe et comme source de combustible de secours.

Les chaudières à la biomasse et la réserve de biocombustible sont situées dans le bâtiment principal, tandis que les chaudières au mazout se trouvent dans un bâtiment séparé à une trentaine de mètres de l'installation maîtresse.

La charge du système de chauffage collectif d'Oujé-Bougoumou continuera vraisemblablement à croître au même rythme que la collectivité.

#### Chambres de combustion et chaudières à la biomasse

Les chambres de combustion des systèmes à la biomasse utilisées à Oujé-Bougoumou sont conçues pour brûler n'importe quels déchets de bois, qu'ils soient humides ou secs, que ce soit des sciures ou des écorces.

Le biocombustible est acheminé de la réserve à la chambre de combustion à l'aide de vis sans fin. Les chambres de combustion, munies d'un mécanisme de modulation qui permet d'ajuster la quantité d'énergie produite en fonction de l'énergie utilisée par la communauté, sont très bien isolées et doublées de matériaux réfractaires ce qui permet d'utiliser des biocombustibles à haute teneur en humidité. Les cendres sont évacuées au bas de la chambre et acheminées dans des conteneurs d'entreposage. Plusieurs fonctions sont automatiques : chargement des chaudières, protection contre les retours de flamme, contrôle des paramètres de combustion, collecte des cendres, harmonisation des charges et régulation de la température de l'eau.

L'opération peut être surveillée à distance grâce à un modem qui peut, en cas d'anomalie, alerter l'opérateur. Si l'approvisionnement en biomasse venait qu'à faire défaut (durant une tempête, par exemple), le système passerait automatiquement au mazout. De plus, un groupe électrogène assurerait le bon fonctionnement de la centrale dans l'éventualité d'une panne électrique.

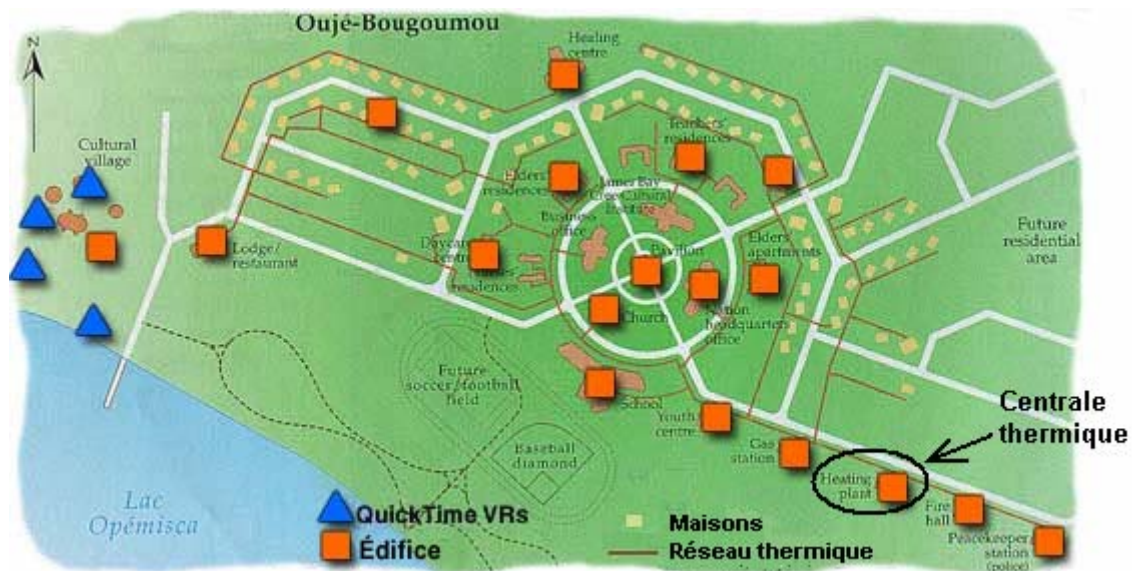
---

7 Église, clinique médical, complexe sportif, école, station de pompier, poste de police, garage municipal, résidences pour personnes âgées, aréna, etc.

8 Boilersmith Ltd. ([www.boilersmith.com](http://www.boilersmith.com))

### Réseau de distribution de chaleur

Le système de distribution, à circuit fermé, est constitué de canalisations souterraines isolées à l'uréthane pour l'alimentation et le retour de l'eau chaude utilisée pour le chauffage des locaux, de l'eau de consommation, de lavage, etc. Leur diamètre varie entre 32 et 180 mm. La canalisation centrale est en acier, tandis que les canalisations secondaires sont en polyéthylène (PEX)<sup>9</sup>. Leurs coûts d'achat et d'installation sont avantageux comparativement à ceux des conduites en acier. À noter que dans le cas d'Oujé-Bougoumou, le terrain est sablonneux, sans roche, ce qui facilite grandement l'installation des conduites souterraines.



Carte du village de Oujé-Bougoumou et du déploiement du réseau thermique

Source : [www.ouje.ca/content/meet-community/tour-fr.php](http://www.ouje.ca/content/meet-community/tour-fr.php)

Le système de distribution a été réalisé pour faire circuler une eau dont la température maximale est de 90 °C, à une pression maximale de 90 lb/po<sup>2</sup> (6,1 atm). La température de l'eau d'alimentation est maintenue à environ 85 °C alors que les températures de retour varient entre 45 et 50 °C. Durant l'été, la température de l'eau d'alimentation est abaissée entre 65 et 70 °C, ce qui est suffisant pour les besoins en eau chaude des maisons. Par souci de sécurité, les canalisations du réseau de chauffage peuvent être fermées par des valves, de façon à isoler un bâtiment qui pourrait être endommagé lors d'une catastrophe, par exemple.

Les pompes qui assurent la circulation de l'eau dans le réseau sont à vitesses variables. Les contrôles électroniques ajustent leur débit avec précision afin de réduire au minimum la consommation d'énergie électrique et la déperdition de chaleur dans le réseau.

9 Les tuyaux de plastique flexibles sont employés spécialement pour les systèmes de chauffage centralisés à faible densité de chaleur. Au besoin, voir les fabricants de canalisations Urecon ltée ([www.urecon.com](http://www.urecon.com)) et Isotex-Pro International inc. ([www.ipiinter.com](http://www.ipiinter.com))

### Échangeurs de chaleur et chauffage des bâtiments

Chaque immeuble est muni de deux échangeurs de chaleur distincts : l'un sert au chauffage du bâtiment, l'autre, plus petit, est utilisé pour chauffer l'eau de consommation. Un sous-circuit équipé d'une pompe fait circuler l'eau de chauffage dans des radiateurs disposés sous les fenêtres de chaque immeuble. Ces radiateurs sont équipés de valves thermostatiques autonomes qui permettent de contrôler la température des locaux, pièce par pièce.

Chacun des immeubles est pourvu d'un compteur qui mesure la consommation d'énergie thermique. Jusqu'à maintenant, la facturation est uniforme pour tous les clients, mais la communauté pourrait adopter un système de facturation qui soit calculé selon la consommation d'énergie de chaque maison.

### Avantages économiques et sociaux

De toute évidence, les coûts d'immobilisation associés à l'installation d'une centrale thermique collective à la biomasse et au réseau de canalisations de distribution (1,3 M\$ en 1992) sont beaucoup plus importants que ceux de l'installation de plinthes chauffantes ou de petites chaudières à mazout pour résidences. À court terme, le chauffage centralisé est beaucoup plus coûteux. Cependant, à moyen terme, le système centralisé présente un rendement économique intéressant, en raison, entre autres, du bas prix du biocombustible et du faible coût d'exploitation.

Durant l'hiver 2000-2001, le prix du mazout a atteint 0,54 \$/litre avant de redescendre à 0,44 \$/litre, plus tard dans la saison. À 0,44 \$/litre, le chauffage au mazout a coûté 96 \$ /MWh à la collectivité tandis que les coûts associés au chauffage à la biomasse se sont élevés à 11 \$/MWh (incluant le biocombustible, l'amortissement, l'entretien et tous les frais imprévus)<sup>10</sup>.

À noter qu'au cours de la saison de chauffage 1999-2000, la centrale a consommé 3 025 tonnes de biocombustible (principalement du bran de scie). Durant cette période, près de 90 % de l'énergie totale générée par le système de chauffage collectif provenait de la biomasse, le reste étant fourni par le mazout. La biomasse, payée 6 \$/tonne, est transportée par camion à benne basculante et, en hiver, il fallait deux chargements par jour pour alimenter l'installation.

De plus, la production locale d'énergie thermique crée de l'emploi dans la communauté. Elle permet aussi de retenir des capitaux et de réinvestir les dépenses d'énergie dans la collectivité et d'accroître l'indépendance énergétique de cette dernière. À cet égard, le choix de la technologie de chauffage à l'eau chaude, qui requiert moins de connaissances spécialisées que les installations à vapeur, et l'utilisation de canalisations souples en plastique, faciles à installer, sont deux éléments qui ont contribué à l'implication importante et soutenue de la communauté dans la construction et l'opération de son système de chauffage.

### Avantages environnementaux

Outre les bénéfices économiques et sociaux, le système de chauffage collectif à la biomasse permet de bénéficier de plusieurs avantages environnementaux. En voici quelques-uns :

↗ la réduction des émissions de dioxyde de carbone, d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote émanant des chaudières au mazout;

---

10 Système de chauffage du district d'Oujé-Bougoumou, [http://www.canren.gc.ca/renew\\_ene/index\\_f.asp?CalD=47&PglD=906](http://www.canren.gc.ca/renew_ene/index_f.asp?CalD=47&PglD=906) , Mars 2003.

- ↪ la réduction des émissions émanant des cuisinières à bois individuelles qui servaient, dans certains cas, au chauffage des locaux;
- ↪ la réduction des incendies provenant des cheminées des cuisinières à bois et des radiateurs électriques; et,
- ↪ la solution au problème d'élimination des déchets de bois à la scierie de Barrette-Chapais.

### 1.2.2 Revelstoke (Colombie-Britannique)

La ville de Revelstoke est située à environ 640 km à l'est de Vancouver et compte environ 8 000 âmes. Bien que son économie soit principalement basée sur l'industrie forestière, les habitants étaient de plus en plus exaspérés par la fumée et les cendres générées par le brûleur conique de la scierie Downie Timber Ltd., le principal employeur de la ville.

La municipalité et la Downie ont donc joint leurs efforts afin de trouver une solution à ce problème. Les parties vinrent rapidement à la conclusion que la combustion des sous-produits de sciage dans des installations modernes et efficaces permettrait de solutionner le problème des émissions gazeuses et particulaires, en plus de produire une quantité appréciable d'énergie utilisable par la scierie et la communauté.

La municipalité fonde alors la *Revelstoke Community Energy Corporation (RCEC)*, une filiale en propriété exclusive de la ville, mise sur pied expressément pour la réalisation du projet d'énergie communautaire.

Une première étude concernant un projet de centrale à la biomasse a été réalisée par la firme de consultant FVB Energy inc. Le projet prévoyait d'utiliser annuellement 70 000 tonnes vertes de biomasse forestière venant principalement de la scierie locale pour alimenter une centrale de cogénération. Celle-ci fournirait la vapeur basse pression aux séchoirs de la scierie et de l'eau chaude pour le chauffage de plusieurs immeubles situés dans le quartier commercial de la ville. De plus, l'électricité produite serait vendue à BC Hydro. Mais, après deux années de démarche et d'évaluation, le projet initial, d'une valeur estimée de 18,5 millions de dollars, est abandonné en mai 2003 en raison, entre autres, de risques financiers, même si l'étude a démontré la viabilité financière et les bénéfices environnementaux du projet.

Toujours convaincu du potentiel des biocombustibles, le coordonnateur du projet à la RCEC, le D<sup>r</sup> Geoff Batterby, a revu à la baisse l'envergure du projet et a initié une autre étude qui concernait cette fois un projet de centrale thermique et un réseau de chaleur souterrain à être déployé en plusieurs phases. Les résultats de cette étude, qui s'appuyaient sur ceux du projet précédent et qui étaient compatibles avec les objectifs de développement durable de la collectivité forestière, étaient concluants. En juin 2004, après avoir reçu la confirmation d'un investissement de 2,7 millions de dollars du Fonds municipal vert<sup>11</sup> (sous forme d'une subvention de 1 348 000 dollars et d'un prêt de 1 348 000 dollars), le RCEC va de l'avant avec son projet d'une valeur totale de près de 5 400 000 dollars.

---

11 Voir les informations sur le « Fonds municipal vert (FMV) » créé par le gouvernement du Canada à la page suivante : [http://www.fcm.ca/french/gmf\\_f/gmf-f.html](http://www.fcm.ca/french/gmf_f/gmf-f.html). Le FMV est géré par la Fédération canadienne des municipalités (FCM).

C'est en novembre 2005 que la centrale thermique fut inaugurée. Elle est établie sur un terrain de 1 ½ acre donné par la Downie et situé à proximité des séchoirs de la scierie. Elle comprend une chaudière à huile thermique alimentée à la biomasse d'une puissance de 1,5 MW, ainsi qu'une chaudière au propane d'une puissance de 1,75 MW pour le chauffage en période de pointe et comme système de secours. Les gaz de combustion sont traités par un précipitateur électrostatique afin de satisfaire aux normes provinciales en matière d'environnement.



Vue aérienne de l'emplacement de la centrale thermique  
Source : FVB Energy inc

Le système consommera environ 6 600 tonnes de résidus verts (principalement sous forme d'écorce de cèdre) par année et fournira approximativement 85 % de l'énergie requise par les neuf séchoirs à bois de la scierie<sup>12</sup>. Le reste de l'énergie nécessaire aux séchoirs sera fourni par la chaudière au propane utilisée depuis quelques années déjà.

Le circuit à huile chaude permet, d'une part, de produire de la vapeur basse pression pour les séchoirs à bois et, d'autre part, de chauffer l'eau qui circule à basse pression dans les canalisations qui relient plusieurs bâtiments publics et privés à la centrale thermique.

Le circuit à huile chaude permet, d'une part, de produire de la vapeur

Cette conception de la centrale (transfert d'énergie du circuit d'huile chaude au réseau d'eau chaude) a permis de minimiser les coûts en capital ainsi que les frais d'exploitation. En effet, ce concept « *hot-oil to hot-water* » permet de donner à la centrale une classe qui ne requiert qu'une supervision générale de la part d'un opérateur de classe 5.

Le déploiement du réseau de chaleur a permis d'alimenter l'école secondaire, le centre communautaire, l'aréna et le centre aquatique. D'autres phases d'expansion prévoient l'alimentation de l'Hôtel de Ville, d'immeubles d'habitation, d'hôtels, d'une église, d'un centre de matériaux de construction, etc.

L'implication de la Downie est un élément clé de la mise sur pied de ce projet. En effet, elle s'est engagée contractuellement pour les 20 prochaines années, d'une part, à acheter de RCEC l'énergie requise par ses séchoirs et, d'autre part, à lui fournir gratuitement la majorité de la biomasse. De plus, la Downie versera une redevance à RCEC basée sur le coût que la scierie aurait eu à payer pour le propane qui servait à chauffer ses séchoirs. En retour, l'entreprise de sciage bénéficiera d'un approvisionnement en énergie stable et compétitive pour de nombreuses années à venir.

12 Volume annuel de séchage : 45 M Mppm.

On estime que cette centrale thermique à la biomasse permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 3 700 tonnes par année et d'éliminer 45 000 Giga joules (GJ) de combustible fossile (le propane, dans ce cas). Il y aura également des réductions des rejets d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), d'oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) et de particules. Tout cela, en valorisant plus de 2 000 m<sup>2</sup> de sous-produits de scierie, autrement destinés à l'enfouissement.

La période de récupération de l'investissement « *simple payback* » a été établie à 9 ans et le rendement sur le capital investi, à 6,7 %.

De nombreuses collectivités forestières au pays pourraient adopter cette technologie et répéter l'expérience de Revelstoke.

### 1.3 CENTRALE DE COGÉNÉRATION À LA BIOMASSE DE LIENZ (AUTRICHE)

La cogénération à partir de biomasse est de plus en plus adoptée dans plusieurs pays européens. En 2003, en Finlande et en Suède, l'apport de la biomasse dans leur bilan énergétique national s'établissait à environ 15 et 10 %, respectivement. D'ailleurs, la Commission européenne qui souhaite accélérer concrètement l'adoption de cette source d'énergie propose un plan d'action qui portera la part de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (biomasse forestière, sous-produits agricoles,...) à 22,1 % d'ici 2010 pour les pays de l'Europe des 15 (EU 15)<sup>13</sup>.

Au Québec, l'ensemble de la biomasse consommée à des fins énergétiques représente environ 10 % du bilan énergétique, toutes formes confondues<sup>14</sup>. En mars 2006, dix centrales à la biomasse (écorces et autres sous-produits de scieries, liqueur noire,...), d'une puissance installée totale de 289 MW, étaient en exploitation au Québec et raccordées au réseau d'Hydro-Québec<sup>15</sup>. De ces dix installations, trois sont des centrales de génération simple, la vapeur qui s'échappe de leur turbine étant simplement condensée, faute de clients consommateurs de vapeur.

Comme on peut le constater, à l'heure actuelle, au Québec, la puissance électrique installée moyenne de ces centrales à la biomasse avoisine les 30 MW. Ce sont principalement des considérations économiques qui ont dicté leur puissance : le coût de puissance unitaire et le bas prix que les cogénérateurs obtiennent pour l'électricité produite étant des éléments déterminants.

#### Coût par unité de puissance

Aujourd'hui, le coût typique des centrales de cogénération à la biomasse dans la gamme de puissance 5 à 30 MW, utilisant une turbine à vapeur, varie entre 2 250 et 3 500 \$/kW<sup>16</sup> et de 3 500 \$/kW pour plus de 30 MW. De plus, ce coût peut augmenter sensiblement selon une configuration particulière de la centrale, de la technologie et des équipements utilisés, des systèmes de traitement des émissions gazeuses et particulaires, des coûts de branchement au réseau (électrique et thermique), etc.

---

13 "Biomass Action Plan", Commission européenne, décembre 2005.

[http://europa.eu.int/comm/energy/res/biomass\\_action\\_plan/index\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/energy/res/biomass_action_plan/index_en.htm)

14 Le secteur énergétique au Québec / Contexte, enjeux et questionnements, MRNF, 2004, p.10.  
<http://www.mrn.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie-2004.pdf>

15 Liste des centrales privées raccordées au réseau d'Hydro-Québec, Hydro-Québec, Richard Grenier, novembre 2005 et discussions avec l'auteur.

16 *Burning Issues*, Canadian Wood Products, Sept/Oct 2004.

Évidemment, le coût par kW de puissance tend à augmenter encore davantage pour des centrales de cogénération de plus petites puissances (moins de 5 MW). En effet, d'une part, le coût d'acquisition de la chaudière, de la turbine et des autres équipements et, d'autre part, les coûts afférents à la construction et à la mise en œuvre de la centrale (l'installation des équipements, le raccordement électrique et du réseau de chaleur) sont proportionnellement plus élevés.

#### Bas prix obtenus pour l'électricité produite

Outre le coût de puissance unitaire, au Québec, le prix qui peut être obtenu pour l'électricité produite reste bas<sup>17</sup>, comparativement à celui obtenu dans bien des régions nord-américaines et en Europe (où, par exemple, l'électricité vendue sur le réseau peut se payer 0,12 - 0,14 \$, voire même plus du kWh)<sup>18, 19</sup>.

Pour ces raisons, entre autres, les projets de petites tailles sont très durs à rentabiliser dans le contexte québécois et c'est pourquoi ceux qui sont réalisés ont généralement une capacité de 20 MW et plus. D'autres éléments ont assurément un impact critique sur la viabilité d'un projet de cogénération : les garanties à long terme pour l'approvisionnement en biomasse, la vente de la vapeur produite et les ententes à long terme d'achat d'électricité par d'autres partenaires qu'Hydro-Québec.

#### Aspects techniques généraux

La cogénération (*cogeneration* ou « *Combined Heat and Power* » (CHP)) consiste à produire simultanément, dans la même installation et à partir du même combustible (gaz naturel, mazout, résidus municipaux solides, biomasse forestière, etc.) de l'énergie thermique (chaleur) et de l'énergie mécanique. L'énergie thermique est utilisée à des fins de chauffage, de production d'eau chaude et de climatisation. L'énergie mécanique est transformée en électricité grâce à un alternateur.

Toute unité de cogénération fait appel à un alternateur électrique et à un échangeur de chaleur. Le ratio énergie thermique/énergie électrique, le rendement thermique global ainsi que la qualité de chaleur produite constituent les principales caractéristiques des systèmes de cogénération.

Le ratio énergie thermique/énergie électrique s'exprime comme suit :  $kW_{th}/kW_e$ . Ce rapport varie de 0,5:1 à 10:1, en fonction du système d'entraînement de l'alternateur.

---

17 Selon l'appel d'offres lancé en 2003 par Hydro-Québec, le prix payé aux nouvelles installations avoisine 0,08 \$/kWh.

[Hydro-Québec n'est plus l'unique acheteur d'électricité sur le marché de gros. L'ouverture de ce marché, quoique très limitée dans sa portée, fait en sorte que dorénavant tout producteur indépendant a accès à plusieurs marchés. Un tel producteur a le droit d'emprunter (moyennant rétribution) les lignes de transport d'Hydro-Québec pour vendre son énergie hors Québec. S'il obtient la permission du gouvernement, il peut la vendre également aux distributeurs municipaux ou privés au Québec.], extrait de L'attribution d'une quote-part à la filière de la petite production hydroélectrique, Centre Hélios, Philip Raphals, 1999.

18 Discussions, Pierre Langlois, Econoler International.

19 1 tonne métrique anhydre de biomasse (tma) génère approximativement 1 000 kWh<sub>e</sub> et 1 500 kWh<sub>th</sub>. À 0,07 \$/ kWh<sub>e</sub>, cette tonne rapporte environ 70 \$ (produit de la vente d'électricité) auquel il faut ajouter les revenus de la vente de vapeur basse pression (qui, dans bien des cas, trouve difficilement preneur). Discussions avec M. George Lê du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

Le rendement thermique global est le pourcentage du combustible converti en électricité et en énergie thermique utilisable. De façon générale, les systèmes de cogénération ont un rendement thermique global qui se situe entre 65 et 85 %<sup>20</sup> comparativement à un rendement de 25 % pour un système fonctionnant en mode de génération simple (production d'électricité seulement).

La forme sous laquelle est rendue l'énergie thermique varie d'un système à l'autre. Certains fournissent de la vapeur à haute température (400 à 600 °C) et pression (40 à 90 bars), tandis que d'autres produisent de l'eau chaude (90 °C). La première est qualifiée d'énergie de haute qualité, car elle peut être utilisée dans la plupart des procédés industriels. À l'opposé, l'eau chaude est qualifiée d'énergie de faible qualité, car ses caractéristiques énergétiques limitent ses applications.

Les systèmes de cogénération sont classés selon le type d'appareil qui actionne l'alternateur. Plusieurs types sont actuellement en usage, dont :

- ↗ turbines à vapeur (à condensation ou à contre-pression);
- ↗ turbines à gaz et turbines à gaz à cycle combiné;
- ↗ procédé basé sur le cycle organique de Rankine (ORC);
- ↗ moteur Stirling.

### Centrale de Lienz

Le cas décrit ci-dessous fait appel à un procédé basé sur le cycle thermodynamique de Rankine. Ce cas a été choisi en raison de sa capacité relativement modeste, de son haut niveau technologique et du développement soutenu que connaît cette filière en Europe.

### Description du procédé

La centrale de cogénération, d'une capacité électrique de 1,1 MW<sub>e</sub> alimente un réseau de chauffage urbain dans la ville de Lienz, en Autriche. Elle est principalement constituée de deux chambres de combustion à la biomasse, un module utilisant le procédé *Organic Rankine Cycle (ORC)*, des panneaux solaires et de deux chaudières au mazout pour les périodes de pointe et comme système de secours<sup>21</sup>.



Centrale de cogénération à la biomasse forestière de Lienz (Autriche)  
Source : Bios Bioenergiesysteme GmbH

---

<sup>20</sup> *Cogeneration Potential in Canada – Phase 2*, MK Jaccard and Associates, 2002.

<sup>21</sup> Les chaudières au mazout ne produisent qu'environ 4 % de la production d'énergie thermique.

**Tableau 2 : Paramètres de puissance de la centrale**

PARAMÈTRES	VALEUR
Énergie du biocombustible	6,9 MW
Capacité électrique	1,1 MW <sub>e</sub>
Capacité thermique	4,9 MW <sub>th</sub>

Cette centrale consomme annuellement 100 000 m<sup>3</sup> de biomasse forestière et industrielle (écorces, sciures et copeaux d'arbres entiers), dont la teneur en humidité varie entre 40 et 55 % (base humide). La réserve de biocombustible est constituée d'une aire couverte d'une capacité de 15 000 m<sup>3</sup>. L'une des deux chambres de combustion à la biomasse fournit l'énergie à une chaudière à eau chaude, d'une capacité nominale de 7 MW<sub>th</sub>, qui alimente le réseau urbain. L'autre fournit l'énergie à une chaudière à huile thermique d'une capacité nominale de 6 MW<sub>th</sub> qui alimente le procédé ORC.

L'installation est également équipée d'une unité de condensation des gaz de combustion (récupérateur de chaleur), d'une capacité de 2 MW<sub>th</sub> qui permet d'accroître l'efficacité globale de la centrale. Cette unité de condensation est combinée à un précipitateur électrostatique qui épure les gaz de combustion. Enfin, des panneaux solaires d'une surface de 630 m<sup>2</sup> permettent d'ajouter 350 kW d'énergie thermique.

Des systèmes de nettoyage automatique au niveau des chaudières et des préchauffeurs d'air permettent de réduire les interventions de maintenance à une seule fois par année tout en maintenant l'efficacité des chaudières au maximum.

Le lavage des gaz se fait en deux temps : tout d'abord, des multicyclones disposés juste en aval des chambres de combustion captent les grosses particules, puis un précipitateur électrostatique intercepte les particules fines et les aérosols.

L'élément le plus innovant de cette centrale est le procédé ORC d'une capacité électrique de 1,1 MW<sub>e</sub> et thermique de 5,0 MW<sub>th</sub>. Le principe de génération d'électricité par le procédé *Organic Rankine Cycle (ORC)* est légèrement différent de celui du cycle thermodynamique de Rankine conventionnel en ce sens que l'eau est remplacée par un fluide de travail organique, une huile à base de silicone<sup>22</sup>, ayant d'excellentes propriétés thermodynamiques.

#### Fonctionnement du module ORC

Le module ORC fonctionne en cycle totalement fermé. La chaudière à la biomasse (voir le n°5 sur le schéma de la page suivante) chauffe l'huile thermique à 300 °C. L'huile, qui reste sous forme liquide, est envoyée dans un échangeur qui transmet son énergie au fluide de travail. L'huile en ressort entre 200 et 250 °C.

---

22 Durée de vie de l'huile à base de silicone utilisée dans le module ORC : + 20 ans.  
Durée de vie de l'huile utilisée dans la chaudière à huile thermique : au moins 10 ans aux températures de fonctionnement spécifiées.

Le fluide de travail est évaporé par le transfert de la chaleur de l'huile thermique, puis il est détendu dans la turbine qui entraîne l'alternateur (1). Il demeure sous forme gazeuse pendant la détente ce qui évite les problèmes de corrosion des pales de la turbine. La turbine, munie d'un grand rotor (près d'un mètre de diamètre), tourne à faible vitesse et de ce fait est directement couplée à l'alternateur sans aucun mécanisme de réduction. À la sortie de la turbine, le fluide est condensé dans un régénérateur pour un prérefroidissement, puis un condenseur où il cède sa chaleur latente à l'eau du réseau (80 à 90 °C). Il est ensuite recomprimé par une pompe avant de passer dans le régénérateur, dernière étape du cycle. Puisque le module ORC est totalement scellé, il n'émet aucune émission gazeuse, solide ou liquide. Sa durée de vie devrait excéder 20 ans, cette estimation étant basée sur les nombreuses applications de cette technologie dans des installations géothermiques.

Quoique nécessitant un investissement plus élevé que pour un système à vapeur, la technologie basée sur le cycle thermodynamique de Rankine présente un avantage de poids : comme la chambre de combustion à biomasse est couplée à une chaudière à huile thermique fonctionnant à pression atmosphérique, cela ne requiert pas les modes de surveillance réglementés en Autriche pour les installations à vapeur haute pression, d'où une réduction sensible des frais de main-d'œuvre.

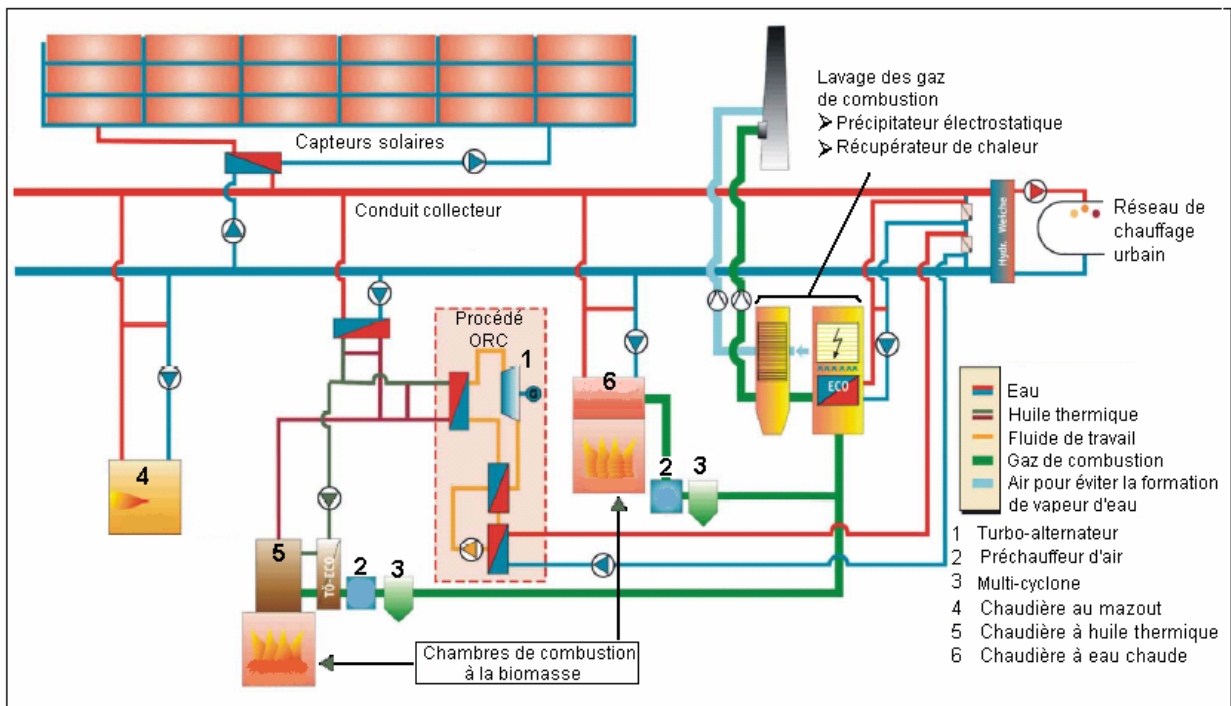


Schéma du procédé de la centrale de cogénération à la biomasse de Lienz (Autriche)  
Source: BIOS Bioenergiesysteme GmbH, CRIQ

Cette technologie de cogénération est très bien adaptée pour un système décentralisé opérant en mode chaleur, en raison de l'excellent comportement de l'unité ORC lors de charges partielles et lors de changements rapides de charge.

La centrale de cogénération de Lienz fonctionne avec succès depuis février 2002<sup>23</sup>. Les efficacités annuelles suivantes ont été mesurées dans le cadre d'un programme de suivi exhaustif :

**Tableau 3 : Efficacités de la centrale**

Efficacité annuelle totale	88 %
Efficacité annuelle électrique <sup>24</sup>	14,5 %
Efficacité annuelle thermique	73,5 %

Le contrôle automatique de la centrale permet de réduire au minimum les interventions humaines (pour les vérifications routinières et la maintenance), et ce, malgré les fluctuations dans la qualité de la biomasse et la demande en énergie thermique du réseau de chauffage urbain. En cas d'anomalie, l'opérateur est avisé par télécommunication. L'huile à base de silicone étant inflammable, le module ORC est muni de senseurs permettant d'en détecter toute fuite et d'avertir l'opérateur.

La centrale de Lienz répond sans difficulté aux normes environnementales établies par les autorités autrichiennes.

**Tableau 4 : Limites d'émissions**

	Limites d'émission Mg/Nm <sup>3</sup> sec, 13 vol. % O <sub>2</sub>
CO	100
NO <sub>x</sub>	200
Émissions particulaires	20
Carbone organique total (COT)	20

Les cendres générées lors de la combustion de biomasse sont constituées de trois fractions :

1. La première concerne les cendres évacuées sous les chambres de combustion.
2. La deuxième, les cendres captées dans les multicyclones.

Ces deux fractions, qui représentent environ 90 % des cendres produites, peuvent être utilisées, entre autres, comme additif lors de la préparation de compost.

3. On dispose séparément de la troisième fraction, qui est composée des cendres interceptées par le précipitateur électrostatique, en raison de son fort contenu en métaux lourds.

En 2004, une dizaine de centrales de cogénération à la biomasse utilisant des modules ORC étaient en opération en Europe et plus de 13 autres, avec des capacités entre 200 et 1 500 kW<sub>e</sub>, étaient projetées.

---

23 En mars 2004, la centrale avait fonctionné plus de 11 000 heures.

24 L'efficacité électrique est limitée en raison de la température maximale que peuvent atteindre l'huile thermique et le fluide de travail. Des travaux sont en cours pour augmenter cette efficacité.

## 2. ORIENTATIONS

Actuellement, la biomasse représente près de 10 % du bilan énergétique québécois. Les sous-produits générés par l'industrie de la transformation du bois (essentiellement les sciures, rabotures et écorces) sont déjà très sollicités et il ne reste que peu de volume à valoriser. Les promoteurs de la filière énergétique de source ligneuse devront donc se tourner de plus en plus vers la biomasse forestière résiduelle dont le coût de revient est évalué à 60 – 70 \$/tma<sup>25</sup>, aussi, avec l'évolution et le développement des procédés de récolte, les coûts devraient baisser.

Dans certains cas, les petites centrales thermiques avec réseau de chaleur peuvent représenter des opportunités intéressantes de valorisation locale. De préférence, elles doivent pouvoir fonctionner de façon continue afin de fournir de la chaleur de procédé (séchoirs à bois, par exemple), ce qui permet d'amortir les coûts sur toute l'année. Dans un tel contexte et compte tenu que la centrale énergétique peut être considérée comme un « patrimoine collectif » qui stimule l'économie locale, un retour sur l'investissement relativement long peut être tout à fait acceptable.

Cependant, en ce qui concerne les petites centrales de cogénération à la biomasse, les coûts par unité de puissance installée et d'approvisionnement élevés, de même que les faibles revenus qui peuvent être obtenus par la vente de l'électricité produite dans des petites centrales de cogénération à la biomasse rendent les projets de petites tailles (moins de 10 MW) impossibles à rentabiliser dans le contexte québécois actuel. Même avec des programmes incitatifs gouvernementaux, comme celui annoncé par le gouvernement ontarien<sup>26</sup>, en mars 2006, (programme d'achat d'énergie renouvelable, à 0,11 \$/kWh pour la biomasse), cette filière semble difficile à rentabiliser.

### RETSscreen

Le Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, RETScreen International, est administré sous le leadership et l'aide financière continue du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes (CTEC-Varennes) de Ressources naturelles Canada (RNCAN), en partenariat avec, entre autres, le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) et la « *National Aeronautics & Space Administration (NASA)* ».

Le Centre a mis au point plusieurs modèles d'analyse technique et financière dont celui sur le chauffage à la biomasse<sup>27</sup> et celui sur la cogénération<sup>28</sup>. Ils peuvent être utilisés, entre autres, pour évaluer facilement la production énergétique et le coût du cycle de vie. Ce sont des outils de référence importants qui peuvent être téléchargés gratuitement à partir du site [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net).

---

25 Coûts évalués par FERIC pour la fragmentation et le transport à l'usine (distance de l'ordre de 150 km) de la biomasse résiduelle issue d'opérations de récolte par arbres entiers, la biomasse étant récupérée et transformée en bordure de route et non pas sur les parterres de coupe (Discussions avec Luc Desrochers, FERIC).

26 Expanding Opportunities for Renewable Energy in Ontario, Ontario Ministry of Energy, 21 March 2006, <http://www.premier.gov.on.ca/english/news/RenewableEnergy032106.asp>

27 Modèle Chauffage à la biomasse de RETScreen, [http://www.retscreen.net/fr/g\\_biomass.php](http://www.retscreen.net/fr/g_biomass.php)

28 Modèle Cogénération de RETScreen, [http://www.retscreen.net/fr/g\\_combine.php](http://www.retscreen.net/fr/g_combine.php)



**BIBLIOGRAPHIE**

Titre	Source	Date	Thème <sup>29</sup>
<i>Anecdotes de réussite Nation Crie d'Oujé-Bougoumou</i>	<a href="http://tpsgc.gc.ca/rps/inac/content/docs_governance_management_part5.1.2-f.html">http://tpsgc.gc.ca/rps/inac/content/docs_governance_management_part5.1.2-f.html</a>	2005	CC
<i>Green Municipal Investment Fund Invests \$2.7 Million In Revelstoke's Community Energy Project</i>	<a href="http://www.cityofrevelstoke.com/edc/energyproject-announcement.htm">http://www.cityofrevelstoke.com/edc/energyproject-announcement.htm</a>	2004-06	CC
<i>Heat Only Concept Study - The City of Revelstoke - Community Energy System - Project Report / Final Appendicies</i>	FVB Energy	2003-09	CC
<i>La sciure de bois chauffe des maisons et de l'eau dans un village au Québec</i>	<a href="http://www.climatechange.gc.ca/onetonne/francais/greenpower.asp">http://www.climatechange.gc.ca/onetonne/francais/greenpower.asp</a>		CC
<i>Newslink: The Newsletter of the Canadian District Energy Association</i>	<a href="http://www.cdea.ca/pdf/CDEA_Newslink_Jan05.pdf">http://www.cdea.ca/pdf/CDEA_Newslink_Jan05.pdf</a>	2005-01	CC
<i>November Brought Changes At The Newspaper, City Hall And The School Board</i>	Revelstoke Times Review	2005-11	CC
<i>Oujé-Bougoumou : Lieu où le peuple se rassemble - Système de chauffage centralisé - Chaufferie</i>	<a href="http://www.ouje.ca/content/our-story/energy-fr.php">http://www.ouje.ca/content/our-story/energy-fr.php</a> <a href="http://www.ouje.ca/content/our-story/heating-fr.php">http://www.ouje.ca/content/our-story/heating-fr.php</a>		CC
<i>Retscreen - Étude de cas / Projet de chauffage à la biomasse, projet réel 03</i>	<a href="http://www.retscreen.net/download.php/fr/164/3/CBIO03-C.pdf">http://www.retscreen.net/download.php/fr/164/3/CBIO03-C.pdf</a>	2004	CC
<i>Système de chauffage du district d'Oujé-Bougoumou</i>	<a href="http://www.canren.gc.ca/renew_ene/index_f.asp?CalD=47&amp;PglD=906">http://www.canren.gc.ca/renew_ene/index_f.asp?CalD=47&amp;PglD=906</a>	2003-03	CC
<i>Waste wood heats up Revelstoke</i>	<a href="http://www.sustainablecommunities.ca/Search/PDF/EF2316%20Revelstoke%20EN.pdf">http://www.sustainablecommunities.ca/Search/PDF/EF2316%20Revelstoke%20EN.pdf</a>	2002	CC
<i>Alternative energy sources for potential community use</i>	Community Energy Systems Group, CETC - CANMET	2003-03	CG
<i>Burning Issues</i>	Ken Chan, Canadian Wood products, Sept/Oct 2004, pp.26-30	2004	CG

<sup>29</sup> CC : CHAUFFAGE COLLECTIF

CG : COGÉNÉRATION

**BIBLIOGRAPHIE (SUITE)**

Titre	Source	Date	Thème <sup>30</sup>
<i>L'implantation de la cogénération à la biomasse forestière au Québec</i>	Bois Énergie, N°. 7 <a href="http://www.itebe.org/telechargement/revue/Revue7/Revue7FR/7FRpage44.pdf">http://www.itebe.org/telechargement/revue/Revue7/Revue7FR/7FRpage44.pdf</a>	2002-11	CG
<i>Les technologies de valorisation énergétique de la biomasse au Québec</i>	Nicolas Abatzoglou, Université de Sherbrooke, <a href="http://aqme.org/prosite/activite/congres172003/abatzoglou_0503.pdf">http://aqme.org/prosite/activite/congres172003/abatzoglou_0503.pdf</a>	2003	CG
<i>Liste des centrales privées raccordées au réseau d'Hydro-Québec</i>	<a href="http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/liste_centrales_privées.pdf">http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/liste_centrales_privées.pdf</a>	2005-11	CG
<i>Produire de l'électricité sans gaspillage à partir du bois</i>	Environnement & technique, janvier/février, n° 243, pp.30-34	2005	CG
<i>Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries</i>	<a href="http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf">http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf</a> pp15-22,	2004	CG

<sup>30</sup> CC : Chauffage collectif

CG : Cogénération