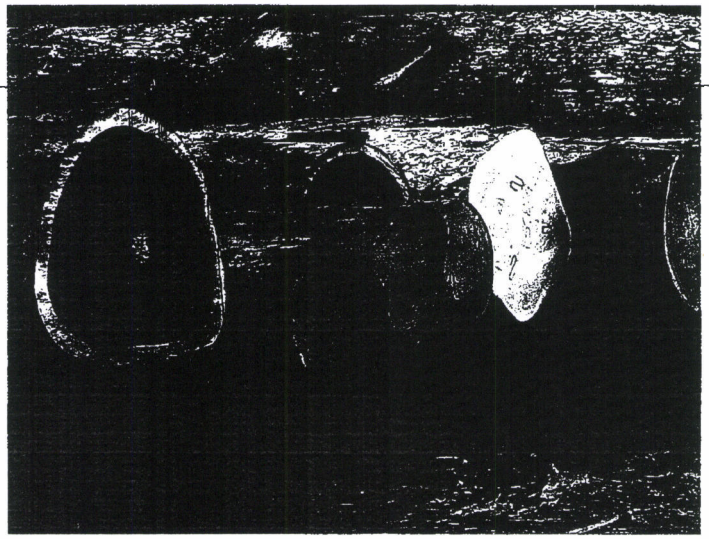
DK540136 BA_RP2656

CIRAD

GABON

Etude de pré-faisabilité d'une centrale électrique utilisant des déchets bois

Usine CEB Thanry à Bambidie



François Pinta
Cirad – UR Bois
BP 701 - 97387 KOUROU CEDEX
Tél : 0594.32.73.56 - Fax : 0594.32.73.51
Email: francois.pinta@cirad.fr

août 2006

CIRAD-Dist
Unité Documentaire
Baillarguet

000094932

SOMMAIRE

Avant propos

1. Problématique et contenu de l'étude 1
1.1. Présentation de l'unité industrielle de Bambidie 1
1.2. Projets de développement industriel du site 3
1.3. Problématique énergétique de l'usine 3
1.3.1. La centrale diesel existante 4
1.3.2. Comparaison des solutions envisageables 5
1.4. Contenu de l'étude 6
2. Disponibilité en déchets bois 7
2.1. Production totale de déchets bois 7
2.2. Evaluation de la quantité de déchets bois disponibles 9
2.2.1. Les chutes sur parc à grumes 9
2.2.2. Les arrêts annuels 9
2.2.3. Les autres usages 9
2.2.4. Récapitulatif 10
3. Besoins énergétiques du site industriel 11
3.1. Récapitulatif des puissances installées et des prévisions 11
3.2. Estimation de la consommation électrique annuelle et de la répartition sur une semaine type 12
3.3. Récapitulatif 12
3.4. Consommation énergétique des séchoirs 13
3.4.1. Principales caractéristiques de l'unité de séchage CEB Thanry . 13
3.4.2. Le besoin en électricité pour le séchage 13
3.4.3. Le besoin en énergie thermique pour le séchage 13
4. Technologie et scénario proposés 14
4.1. Des technologies adaptées au bois énergie 14
4.2. Choix du scénario de base. 15
4.3. Détail du scénario de base. 17
4.3.1. Principales caractéristiques des équipements proposés 17
4.3.2. Schéma synoptique de l'installation 17
4.3.3. Evaluation du besoin en bois combustible et bilan sur le disponible 19
4.3.4. Organisation du conditionnement, stockage et transfert des déchets 20
4.3.5. Besoin en eau et typologie de solution proposée 21
5. Environnement réglementaire 22
5.1. Le cadre réglementaire 22
5.1.1. La production privée d'électricité 22
5.1.2. Statut fiscal 22

5.1.3. Code de l'environnement 23
6. Etude de pré-faisabilité économique et financière 24
6.1. Evaluation des coûts d'investissements 24
6.1.1. Génie civil 24
6.1.2. Equipements de la centrale de cogénération 24
6.1.3. Equipements de conditionnement, de convoyage des déchets et de stockage 24
6.1.4. Durée de vie des équipements 25
6.1.5. Coût global et aide à l'investissement 25
6.2. Evaluation des unités d'œuvre et des coûts unitaires 25
6.2.1. Nombre de jours de travail 25
6.2.2. Consommables 25
6.2.3. Maintenance 26
6.2.4. Besoin en personnel et coûts unitaires 26
6.2.5. Frais généraux et assurance 26
6.3. Evaluation des recettes du projet 26
6.4. Fiche signalétique du projet à l'usine CEB Thanry à Bambidie 28
6.5. Analyse économique et financière 29
6.5.1. Critères d'évaluation 29
6.5.2. Résultats de l'analyse économique 29
6.5.3. Analyse de sensibilité 31
6.6. Conclusion 33

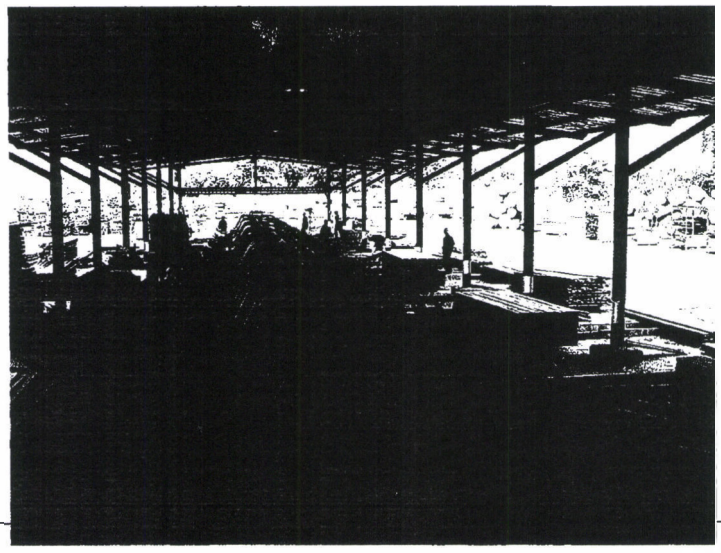
ANNEXE
Analyse économique solution Turbine à vapeur

AVANT PROPOS

La présente étude de pré-faisabilité vise à apprécier l'intérêt du projet de mise en place d'une centrale électrique utilisant des déchets de bois à l'usine CEB Thanry à Bambidie.

La situation de référence correspond à l'année 2007 afin de prendre en compte les besoins du site industriel, y compris ceux prévus à la suite des investissements déjà programmés par le groupe Thanry. Ainsi la centrale approvisionnerait en énergie électrique et thermique l'ensemble du site industriel.

La visite de l'usine et les échanges avec M. Jacques Lalot, directeur délégué scierie Bambidie et M. Stéphane Tridon, directeur scierie et raboterie CEB, ont permis de cerner les données de base du projet, tant du point de vue de la disponibilité en déchets de bois que pour estimer les besoins en énergie et leur répartition dans le temps.



Vues de l'usine de Bambidie

1. Problématique et contenu de l'étude

Le site est isolé en forêt à 30 km environ de la ville de Lastourville et il est à 5 km de l'Ogooué. L'unité industrielle de Bambidie comprend une ligne de sciage, une unité de séchage, et un atelier de récupération de bois.

Le plan d'aménagement du site prévoit d'augmenter les capacités industrielles de transformation du bois, ce qui augmentera le besoin en électricité et en chaleur industrielle sur le site.

Le groupe Thanry est engagé dans une démarche qualité tant sur le plan de la gestion forestière (certifiée Kerhout) que pour le traitement des déchets industriels (certifié ISO 14001). La valorisation des déchets de bois serait à ce titre un réel plus pour le groupe.

L'industriel est contraint de produire son électricité car le site est totalement isolé. De plus, il n'est pas identifié de besoins en électricité dans l'environnement immédiat du site, ce qui ne permet pas de valoriser l'énergie excédentaire disponible au niveau des déchets de bois du complexe.

1.1. Présentation de l'unité industrielle de Bambidie

L'usine est composée par des équipements assez classiques de scierie tropicale. On distingue 3 ensembles :

1. Une ligne de sciage moderne, comprenant une scie de tête (scie à ruban + chariot), une scie de reprise (ruban + chariot), une déligneuse multilames et un poste d'éboutage mécanisé. Les sciures, petites délignures et chutes d'éboutage sont évacuées automatiquement par tapis roulant. Les dosses sont entassées à proximité de la ligne avant d'être évacuées par chariot élévateur.

2. Un atelier bois adapté à la récupération de bois d'œuvre dans les chutes produites par la scierie.

3. Un ensemble de séchage, d'une capacité de 1100 m^3, par air chaud climatisé, de marque Cathild. La chaleur nécessaire est apportée par de l'eau chaude (90°C – 2,5 bar), produite par une chaudière à bois de marque Sereys. Le bois combustible est broyé en copeaux, stocké en silo, et l'alimentation de la chaudière est automatisée. Le besoin en combustible est couvert en utilisant une partie des déchets massifs de la scierie ou de l'atelier bois. Les premiers séchoirs et "l'ensemble chaudière" ont été installés en 1997. Aujourd'hui, la capacité des installations de séchage permet de traiter 75% de la production de sciages.

Le rythme de fonctionnement des équipements de sciage correspond habituellement à 5 jours par semaine, 49 semaines par an (arrêt de 3 semaines par an).

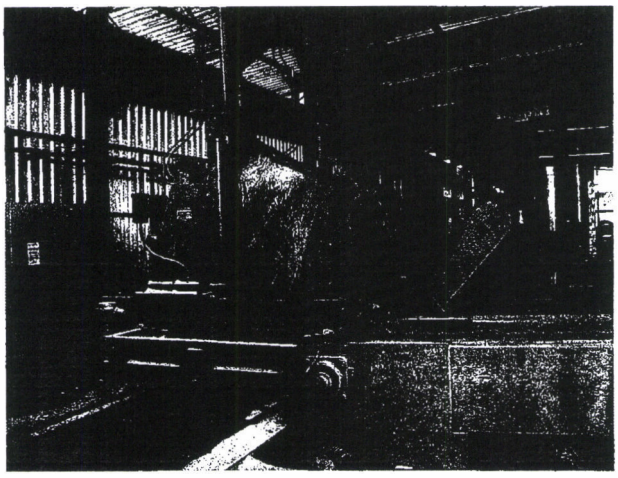
L'unité de séchage et la chaudière fonctionnent 24 heures sur 24, 7 jours sur 7.

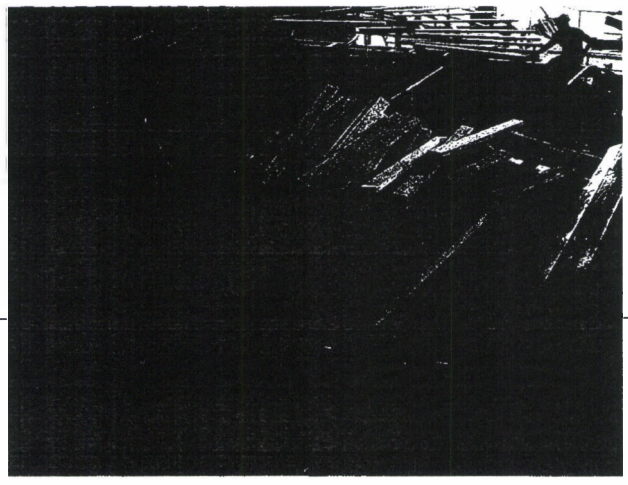
La scierie et l'atelier bois fonctionnent 16 heures par jour.

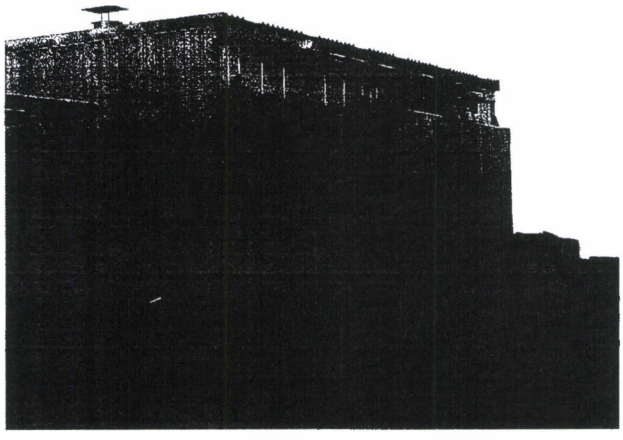
Une partie des machines de sciage fonctionne le samedi matin en fonction des besoins de production.

Les relevés de consommation électrique effectués par l'industriel (M. Lalot) ont fourni un besoin de puissance électrique comme suit :

- au cours de la journée en semaine (16 h par jour) : 620 kW en moyenne.
- la nuit (8 h par jour) ainsi que le samedi et le dimanche : 270 kW en moyenne.







Vues des installations industrielles

1.2. Projets de développement industriel du site

Les projets d'investissements prévus dans le plan d'aménagement du site comprennent :

- installation de 2 scies supplémentaires et
- 400 m^3 supplémentaires de séchoirs de bois d'œuvre.

Suivant ces hypothèses, la demande énergétique additionnelle a été évaluée par l'industriel à environ 500 kW.

L'installation d'une nouvelle ligne de déroulage pour la production de placages séchés pourrait être envisagée à l'avenir. En accord avec l'industriel, cette hypothèse n'est pas prise en compte dans le schéma de base de la présente étude (mais elle pourrait constituer une valorisation intéressante du potentiel de production énergétique).

La réalisation de ces investissements augmenterait le besoin en électricité et en chaleur industrielle sur le site. La disponibilité en déchets bois augmenterait aussi puisque la capacité totale de transformation de cette unité serait portée à 66 000 m^3 grumes par an.

On peut d'ores et déjà affirmer que des besoins additionnels en électricité et en chaleur pourraient être couverts par l'installation énergétique proposée.

1.3. Problématique énergétique de l'usine

L'usine est localisée en site isolé et doit donc assurer elle-même la production d'électricité nécessaire au site industriel.

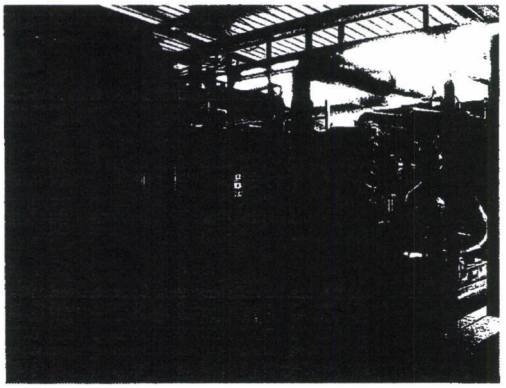
Il faut également noter qu'il y a des risques d'orages très fréquents dans cette région du Gabon, ce qui nécessite l'installation de paratonnerres.

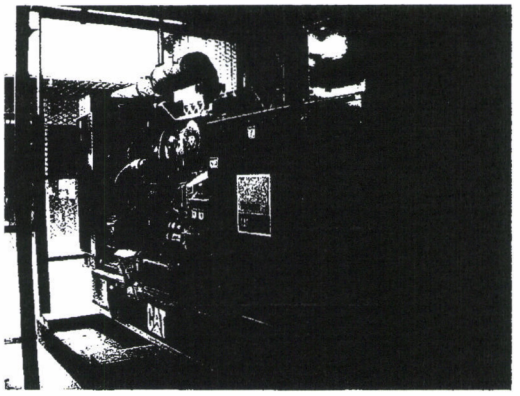
1.3.1. La centrale diesel existante

Trois groupes électrogènes diesel de 400, 900 et 1000 kVA sont opérationnels.

- Le 900 kVA ou le 1000 kVA alimentent en alternance le site 16h/j lorsque l'usine fonctionne en totalité en semaine de 6h00 à 22h00 et partiellement le samedi matin,
- Le 400 kVA alimente le site lorsque l'usine ne fonctionne pas durant 8h/j (22h00 – 6h00) et le week-end (samedi + dimanche). Il alimente alors les séchoirs à bois (ventilations), la chaudière et ses périphériques, ainsi que le village dont la population est estimée à 1500 habitants, et la base vie des cadres de l'usine.

La consommation en gasoil pour la production d'électricité est de 85 000 l/mois en 2005. Le coût du gasoil représente une charge très importante et qui risque fort d'augmenter dans les années à venir pour suivre la tendance mondiale du prix du pétrole.





Centrale diesel

1.3.2. Comparaison des solutions envisageables

Le mode d'approvisionnement en électricité peut être raisonné entre 4 options :

1) La production par groupes électrogènes diesel (situation actuelle), avec un coût en carburant très élevé : plus de 340 MFCFA en 2005. A noter qu'il y a eu une augmentation du prix du gasoil au Gabon de 7,25% le 13 mars 2006.

2) le raccordement au réseau de Lastourville qui nécessite un investissement dans une ligne moyenne tension qui a été évalué à plus de 1,3 Mds FCFA. De plus, l'entretien de la ligne en forêt est coûteux, et surtout l'approvisionnement régulier par la SEEG ne semble pas garanti.

3) La création d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau sur l'Ogooué, pour laquelle il est nécessaire de vérifier le débit à l'étiage en août et septembre[1] afin de s'assurer une production électrique suffisante tout au long de l'année.

4) Le recours à une centrale de cogénération à bois qui présente l'avantage de permettre la maîtrise de la production énergétique tout en valorisant les déchets de bois produits par l'usine.

C'est cette dernière option que nous allons étudier ici en la comparant avec une centrale par groupes électrogènes diesel (situation de référence).

[1] *Il y avait très peu d'eau lors de notre mission en septembre sur le site envisagé près de SOFORGA.*

1.4. Contenu de l'étude

Après avoir défini la disponibilité en déchets bois et les besoins en énergie, nous proposerons un schéma technique et organisationnel ainsi que les technologies adaptées pour les principaux éléments de la centrale de cogénération à bois.

L'étude traitera ensuite de l'environnement institutionnel et législatif avant de définir les facteurs de production, et d'analyser la performance économique et financière du projet par les critères du "taux interne de rentabilité" (TIR) et du "délai de récupération des fonds investis" DRFI.

L'analyse se poursuivra par l'étude de la sensibilité des résultats économiques et financiers aux variations des principaux facteurs qui influencent ou peuvent influencer les performances du projet : prix du carburant diesel substitué, augmentation ou baisse du montant de l'investissement, augmentation ou baisse du montant des coûts opératoires.

2. Disponibilité en déchets bois

2.1. Production totale de déchets bois

La principale essence transformée est l'Okoumé (*Aucoumea klaineana*), qui représente 90% de la production.

Les "bois divers" représentent 10% de la production répartie entre les essences suivantes :

- Moabi (*Baillonella toxisperma, Mimusops djave*),
- Movingui (*Distemonanthus benthamianus*),
- Douka (*Tieghemella eckelii, T. africana, et Dumoria spp.*),
- Dibétou (*Lovoa trichilioides, et L. klaineana*),
- Padouk (*Pterocarpus soyauxii et P. osum),*
- Tiama (*Entandrophragma angolense, et E. spp.*),
- Kévazingo (Bubinga) (*Guibourtia demeuseii, G. pellegrinianan, ou G. tessmannii*),
- Sapelli *(Entandrophragma cylindricum)*
- *etc...*

Le volume grume transformé par l'usine après réalisation des investissements dans les 2 scies supplémentaires devrait atteindre **66 000 m^3/an** (source : tableau de synthèse de la fiche de l'usine validée par l'industriel début 2006).

Il est prévu d'atteindre un volume de production de sciages de 22 000 m3/an qui correspond à un rendement matière commercial moyen de 33%.

En tenant compte de 3 % du volume dus aux sur-côtes, la proportion de déchets bois et écorces s'établit en moyenne à 64% du volume grume, soit un volume de 42 240 m3/an.

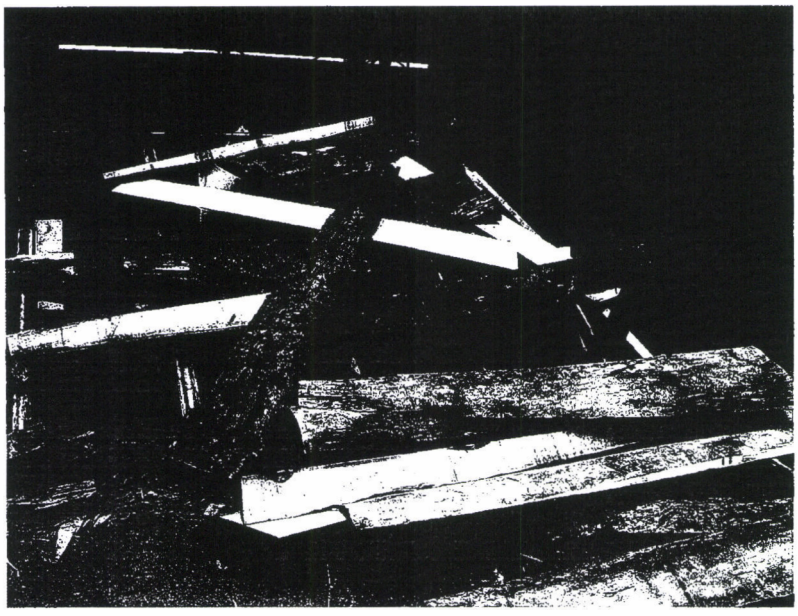
Ces déchets bois devraient être répartis approximativement en 10 % de sciure et 90 % de déchets massifs : purges sur parc, dosses, délignures et chutes d'éboutage.

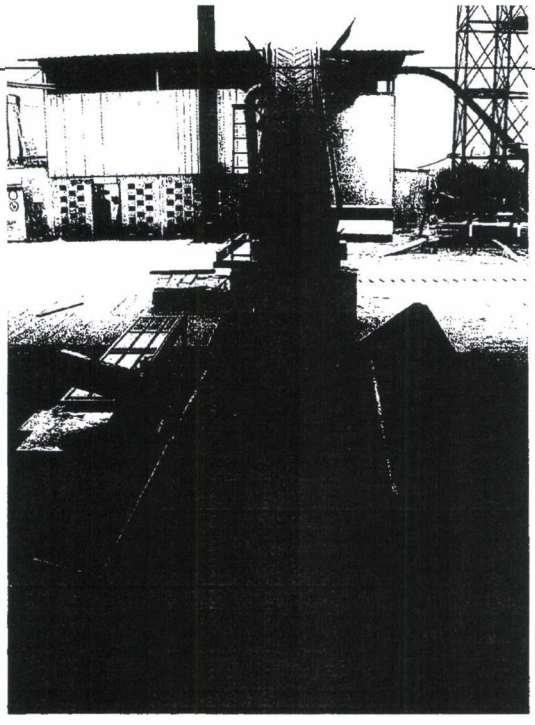
Une partie des déchets massifs est actuellement utilisée pour la production de chaleur industrielle nécessaire aux séchoirs à bois d'œuvre. Il est prévu de produire cette chaleur par

co-génération en plus de l'électricité. L'ensemble du volume est donc disponible comme combustible pour la centrale énergétique.

L'Okoumé (Aucoumea klaineana) représente environ 90% du volume de bois. La densité moyenne du bois d'Okoumé (à 45% d'humidité) est de 0,60 t/m^3 (source CIRAD). Comme les autres essences transformées sont largement minoritaires et qu'elles ont généralement une densité plus élevée, l'estimation du tonnage sur la base de 0,60 t/m^3 est conservatoire.

Le tonnage de déchets bois est calculé à 25 300 tonnes /an.





2.2. Evaluation de la quantité de déchets bois disponibles

Une partie des déchets bois n'est pas comptabilisée dans le disponible pour la centrale pour plusieurs raisons décrites ci-après (cf.§2.2.1 à 2.2.3).

2.2.1. Les chutes sur parc à grumes

Les chutes de tronçonnage et purges des grumes sur le parc de la scierie sont difficilement utilisables car elles peuvent contenir des S métalliques utilisés pour réduire les fentes en bout des grumes. Il en est de même pour les morceaux d'écorces qui se détachent sur le parc et sont chargées de terre ou de boue particulièrement néfaste pour les broyeurs. Ces sous-produits posent également des problèmes de manutention et il est prévu de ne pas les utiliser pour la centrale énergétique.

Cela représente une diminution estimée à 600 T/an.

2.2.2. Les arrêts annuels

Les interventions annuelles d'entretien et de maintenance nécessitent un arrêt de la centrale énergétique entre 3 et 4 semaines par an. Il est prévu que l'usine s'arrête 3 semaines par an, mais il n'est pas certain que ces arrêts puissent être précisément synchronisés : nous considérons qu'une partie des déchets ne pourra être stockée pour être utilisée dans des conditions techniques et économiques satisfaisantes.

Nous retiendrons comme base de calcul que cela correspond à ½ mois soit 1000 T/an.

2.2.3. Les autres usages

Enfin, une petite partie des déchets massifs, est utilisée par l'usine pour la confection des colis (emballage et protection) et par la population locale pour leurs besoins propres (habitat, énergie domestique). La quantité est estimée à 700 tonnes/an.

2.2.4. Récapitulatif

La quantité de déchets de bois d'Okoumé réellement disponible pour la centrale est évaluée à 23 500 tonnes /an (cf. tableau 2.2).

	Quantités	(Unités)
Quantité de déchets	42 240	(m3/an)
Densité de bois humide à environ 45%	0,60	(t/m3)
Quantité de déchets	25 300	(t/an)
Déchets non disponibles	2 300	(t/an)
Quantité de déchets disponibles	23 500	(t/an)

Tableau 2.2 Récapitulatif du bois énergie disponible pour la centrale électrique

Elimination des déchets

3. Besoins énergétiques du site industriel

3.1. Récapitulatif des puissances installées et des prévisions

Le tableau 3.1 ci-dessous récapitule les puissances installées pour les machines de sciage et leurs annexes. L'atelier de mécanique et le poste d'éclairage sont équipés de matériels électriques dont la puissance installée est évaluée à 30 kW.

Puissance électrique en kW	Scierie	Atelier récupération	Séchoirs	Atelier mécanique et éclairage usine	Villages encadrement et salariés	Total
Base 2005	500	300	150	30	120	1 100
Projet extension scierie et séchoirs						500
TOTAL						1 600

Tableau 3.1. Récapitulatif des puissances installées sur le site CEB Thanry à Bambidie

- Base 2005

La **puissance installée** actuellement est de **1100 kW** électrique (cf tableau 3.1 ci-dessus).

D'après les relevés de consommation électrique effectués sur les groupes électrogènes et transmis par l'industriel début 2006, la **puissance moyenne consommée** est de **620 kW** en période de production (16h par jour) et de **270 kW** le week-end et la nuit.

Aussi, le **coefficient d'utilisation**, ratio entre la puissance installée et la puissance consommée, est égale à 0,56 en période de production, et à 0.24 le week-end.

- Projet extension scierie et séchoirs

L'industriel prévoit l'installation de 2 scies supplémentaires de grande capacité et de séchoirs à bois d'œuvre supplémentaires, soit une augmentation de 500 KW de la puissance installée. Ainsi la **puissance totale installée** est portée à **1600 kW**.

En appliquant les **coefficients d'utilisation** ci-dessus, nous extrapolons la **puissance moyenne consommée** comme suit : **900 kW** en période de production, à **390 kW** le week-end et **270 kW** la nuit.

- Projet futur

Dans une étape ultérieure, l'implantation d'une ligne de déroulage est envisagée.
A la demande de l'industriel, les besoins supplémentaires en énergie électrique et thermique ne sont pas pris en compte dans le scénario de référence étudié ici.

3.2. Estimation de la consommation électrique annuelle et de la répartition sur une semaine type

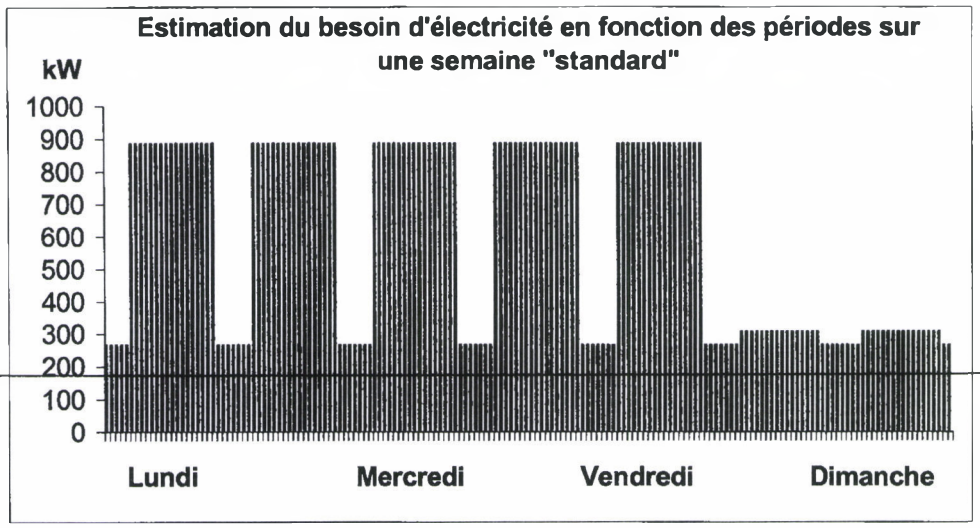
- Consommation en gasoil annuelle

La consommation en gasoil pour la production d'électricité est évaluée en marche normale à en 2005 à 85 000 litres/mois pour une puissance installée de 1100 KW.

Compte tenu du projet d'extension, la nouvelle puissance installée sera de 1600 KW, la consommation en gasoil pour la centrale électrogène est estimée par ration à 123 600 litres/mois, soit **1 483 000 litres par an**, donnée de base pour le scénario de référence.

- Production électrique annuelle

En se basant sur une consommation spécifique des groupes électrogènes de 0.3 litres de gasoil/kWh, la production électrique nécessaire pour le site CEB Thanry à Bambidie ressort à près de **3 400 MWh/an** en 2005, et **4 945 MWh/an d'électricité** dans le cas du projet d'extension.



3.3. Récapitulatif

	Base 2005	Extension
Puissance installée (kW)	1 100	1 600
Puissance consommée en production (kW)	620	900
Puissance consommée le week-end (kW)	270	390
Puissance consommée la nuit (kW)	270	270
Consommation mensuelle de gasoil (litre)	85 000	123 600
Consommation annuelle de gasoil (litres)	1 020 000	1 483 000
Production électrique annuelle (MWh)	3 400	4 945

A partir des hypothèses récapitulées dans le tableau ci-dessus dans la colonne « Extension », et en prenant en compte une réserve de 20%, **la puissance électrique installée minimum de la centrale de cogénération** est de :

900 x 1,2 = 1 080 kW soit **1 100 kW minimum**

3.4. Consommation énergétique des séchoirs

3.4.1. Principales caractéristiques de l'unité de séchage CEB Thanry

Le séchage par air chaud climatisé est pratiqué depuis des décennies et donne de bons résultats pourvu que l'on respecte des tables de séchage adaptées au produit à sécher et à l'outil dont on dispose. C'est ce type de séchage que pratique l'industriel ici avec succès.

L'usine est équipée d'un ensemble de séchage du bois par air chaud climatisé composé de 5 cellules de 90 m^3 et 3 cellules de 200 m^3 . L'investissement dans 2 cellules complémentaires de 200 m^3 permettra d'atteindre 1 450 m^3 de capacité utile théorique.

La capacité annuelle de séchage peut être estimée à partir de la durée moyenne d'un cycle, qui dépend de l'essence de bois, de la section des sciages, de l'humidité initiale et de l'humidité finale visée. Dans le cas du séchage de l'Okoumé (90% de la production) de l'état vert jusqu'à 18% d'humidité, la durée des cycles varie de 7 à 8 j pour une épaisseur de 25mm jusqu'à 30 jours environ pour une épaisseur de 96mm.

En considérant des sciages d'Okoumé d'épaisseurs comprises entre 54 et 91mm, la durée moyenne du cycle de séchage est estimée à 21 jours.

Sur cette base, **la capacité annuelle de séchage est calculée à près de 21 750 m3/an**, soit approximativement à la capacité de production de sciage de l'usine.

3.4.2. Le besoin en électricité pour le séchage

Le besoin en électricité pour le séchage de bois d'Okoumé avec ce type de séchoirs peut être évalué à partir d'un ratio moyen de consommation d'électricité pour la ventilation de 0,15 kWh/m^3/heure de marche des séchoirs.

La consommation en électricité par les séchoirs pour traiter 21 750 m^3/an ressort à : **1 650 MWh/an.** Rappelons que cette électricité est comptabilisée dans la consommation de l'usine dans son ensemble.

3.4.3. Le besoin en énergie thermique pour le séchage

Pour les besoins de notre étude de pré-faisabilité, nous retiendrons un dimensionnement moyen réalisé habituellement par les fournisseurs d'installation de séchage de bois par air chaud climatisé : la puissance thermique permettant d'alimenter l'ensemble des séchoirs (y compris l'extension) est calculé à 3 400 000 kcal/h équivalent à 4 000 kW_{th}. C'est sur cette base que sera dimensionnée la cogénération de chaleur de la centrale énergétique étudiée ici.

La consommation en énergie thermique pour le séchage d'un mètre cube de bois scié est évaluée sur la base de l'expérience du Cirad : la consommation spécifique en énergie thermique du séchage de l'Okoumé dans les conditions opératoires de l'usine CEB peut être retenu à 400 kWh_{th} par m^3 de bois séché de l'état vert jusqu'à 18% d'humidité.

L'estimation du besoin en chaleur pour le séchage de 21 750 m^3/an est de **8 700 MWh_{th}**.

4. Technologie et scénario proposés

4.1. Des technologies adaptées au bois énergie

En règle générale, deux solutions techniques 100% bois énergie sont envisageables pour la production d'électricité ou de force motrice par la filière vapeur : L'ensemble est alors constitué soit d'une chaudière couplée à un moteur à vapeur, soit d'une chaudière couplée à une turbine à vapeur.

La technologie du moteur à vapeur peut être intéressante pour un niveau de puissance inférieur à 1 ou 1,2 MW électrique, en particulier lorsque le besoin est assez irrégulier en fonction des périodes de la journée ou de la semaine : la technologie accepte mieux les réductions de charges la nuit et le week-end en site isolé.

Cependant, le rendement énergétique est généralement inférieur à celui des turbines multi-étagées, surtout si l'on travaille à vapeur perdue. La technologie trouve sa place plus particulièrement pour les puissances modestes en sites isolés où le combustible disponible n'est pas un facteur limitant : les usines de première transformation du bois sont un bon exemple.

La turbine à vapeur est généralement bien adaptée à des installations de moyenne à forte puissance (à partir de 1 MW électrique) et dont l'énergie appelée est régulière. Ce mode de fonctionnement à puissance quasi-constante (fonctionnement dit en ruban) est très intéressant pour les centrales de cogénération. Cette configuration doit être recherchée chaque fois que c'est possible car elle permet de maximiser la production et allonge la durée de vie des équipements (par rapport à une fréquence élevée d'arrêt/démarrage). De plus, elle correspond à un degré élevé de fiabilité des installations (réduction du risque de pannes).

Ces technologies peuvent aussi être classées en fonction du niveau de pression vapeur à laquelle on travaille.

Le choix dépend de plusieurs facteurs parmi lesquels on retiendra que :

- Le niveau du rendement énergétique augmente avec l'augmentation de la pression de vapeur utilisée : à titre d'exemple, une centrale travaillant à 18 bars aura un rendement électrique environ moitié de celui d'une centrale travaillant à 50 bars.

- La qualité des aciers, l'épaisseur de métal utilisé, et la technicité des assemblages (qualité des soudures) sont supérieures quand la pression augmente. La qualité des aciers est normalisée par plage de pression selon la réglementation européenne.

- L'optimisation technico-économique dépend aussi du montant d'investissement qui peut être engagé, et de l'existence ou non d'un besoin supplémentaire en énergie à satisfaire.

La tendance générale constatée depuis quelques années un peu partout dans le monde est l'amélioration des performances énergétiques, notamment par l'augmentation de la pression nominale de fonctionnement.

Concernant la durée de vie de ce type d'installation, elle est habituellement annoncée pour 20 ans minimum moyennant le respect des préconisations d'entretien et de maintenance annuelle prédéfinies. Cependant, des centrales construites dans les années 1950 ou 60 ont fonctionné beaucoup plus longtemps et certaines fonctionnent encore dans des conditions satisfaisantes.

4.2. Choix du scénario de base.

La problématique de la production d'énergie à partir des déchets de bois sur le site industriel de Bambidie se traduit par plusieurs objectifs :

- Répondre aux besoins (en électricité, et chaleur industrielle),
- Recourir à des technologies fiables et éprouvées,
- Limiter les coûts d'investissement et de maintenance de l'installation
- Veiller à ce que les conditions de fonctionnement de l'installation soient à tout moment (en journée comme la nuit et le week-end) satisfaisantes pour garantir la fiabilité de la centrale énergétique. Cet objectif correspond à la contrainte de ne pas descendre à un taux de charge trop bas (en dessous de 60 à 70% du taux nominal) qui peut conduire à des problèmes de régulation sur une installation de type turbine+alternateur.

Afin de définir notre scénario de base, précisons tout d'abord que le potentiel énergétique disponible n'est pas contraignant pour satisfaire les besoins du site.

Pour l'évaluation des besoins en énergie de l'usine CEB Thanry, nous considérons la configuration prévue en 2008 après réalisation des investissements programmés jusqu'à cette date (cf. paragraphes 3.1 à 3.3 ci-dessus).

En l'absence de gros clients d'électricité à proximité, il n'est pas possible de commercialiser l'électricité excédentaire. La centrale sera donc dimensionner pour satisfaire la demande en pointe. La production électrique devra être fortement diminuée en période de faible demande du site de Bambidie.

La stratégie adaptée vise donc à proposer avant tout une technologie fiable et éprouvée au meilleur coût d'investissement. La notion de rendement énergétique n'est pas fondamentale, d'autant que les déchets industriels non valorisés devront être traités.

C'est donc la solution « moteurs à vapeur » qui est retenue.

Choix du système « moteurs à vapeur ».

Afin de contenir le prix des équipements, il est proposé de recourir à des équipements « standards » de **type moteurs à vapeur** fonctionnant à moyenne pression (16 bars) couplés à des alternateurs délivrant du 410V. La technologie est moins sensible que le système turbine à vapeur et le niveau modeste de pression permet de recourir à des aciers moins onéreux pour la fabrication de la chaudière. Le système retenu pour notre étude ne prévoit pas de recyclage de la vapeur, ce qui n'est pas un problème dans notre cas avec une disponibilité importante de combustible et d'eau d'alimentation du système.

Remplacement de la chaudière des séchoirs

Compte tenu de la vétusté de la chaudière des séchoirs, et du besoin de puissance thermique supplémentaire pour satisfaire aux besoins en chaleur des nouveaux séchoirs, il est prévu de remplacer la chaudière à bois existante.
La centrale de cogénération permettra de couvrir les besoins en chaleur pour les séchoirs à bois de l'usine et produire de l'électricité pour satisfaire tous les besoins de l'usine.

L'eau chaude sera produite par une vanne de soutirage régulée. La pression de soutirage sera de 2,5 bars environ pour alimenter les séchoirs selon les caractéristiques constructeurs. Le retour des séchoirs reviendra alimenter la bâche de la centrale. La quantité de vapeur soutirée sera régulée en fonction du besoin des séchoirs à bois.

Production de froid industriel (option hors projet)

L'option d'une production de froid industriel pour alimenter des chambres froides ou la production de glace pour la conservation du poisson pourrait être envisagée afin d'augmenter la consommation d'électricité. Dans cette hypothèse, nous recommandons d'analyser la faisabilité d'un fonctionnement des chambres froides et de l'usine de production de glace uniquement en dehors des périodes de fonctionnement de l'usine, période durant laquelle de l'électricité pourra être produite par la centrale sans surcoût d'investissement.

Aspect économique de la solution « turbine à vapeur »

Cette option a initialement été étudiée tant sur le plan technique que sur le plan économique. Les résultats économiques, présentés en annexe et pour comparaison, ne sont pas satisfaisants et nous ont amenés à ne pas retenir cette solution bien qu'elle permette une production électrique supérieure. Le montant de l'investissement est sensiblement plus élevé (env. 5 M€) et l'absence de débouché énergétique suffisant ne permet pas de le rentabiliser. Si, toutefois, de nouveaux besoins devaient apparaître (mise en place d'une raboterie par ex), cette option pourrait redevenir intéressante.

4.3. Détail du scénario de base.

4.3.1. Principales caractéristiques des équipements proposés

Items	Caractéristiques
Stockage	Autonomie : **48 h** Capacité : **1x120 m2** Type de silo : **métallique**
Convoyeurs	Type : **à bande** Débit : **6,8 T/h**
Chaudière	Nombre: **1 unité** Débit de la vapeur : **20 T/h** Pression de la vapeur : **16 bars** Température de la vapeur : **206°C** Dimensions (L x l x H) : **18 x 4 x 10 m**
Traitement de l'eau	Type de source : **forage + pompe exhaure** Débit de l'eau : **20 m3/h** Type de traitement : **analyse d'eau à faire**
Réseau vapeur	Pression de la vapeur : **16 bars** Température de la vapeur : **206°C** Type de tuyauterie : **PN 40**
Moteur à vapeur	Nombre : **6 unités** Débit unitaire de la vapeur : **3,2 T/h** Pression de la vapeur : **16 bars** Température de la vapeur : **206°C** Dimensions (L x l) : **8 x 3 m**
Alternateur	Nombre : **6 unités** Puissance unitaire installée : 200 kWé
	Puissance totale installée : **1 200 kWé** Fréquence, tension : **50 Hz, 410 V**
Bâtiment	Dimensions (L x l x H) : **22 x 18 x 12 m** Génie civil : **dalle béton** Structure et bardage : **métallique**

4.3.2. Schéma synoptique de l'installation

Voir page suivante.

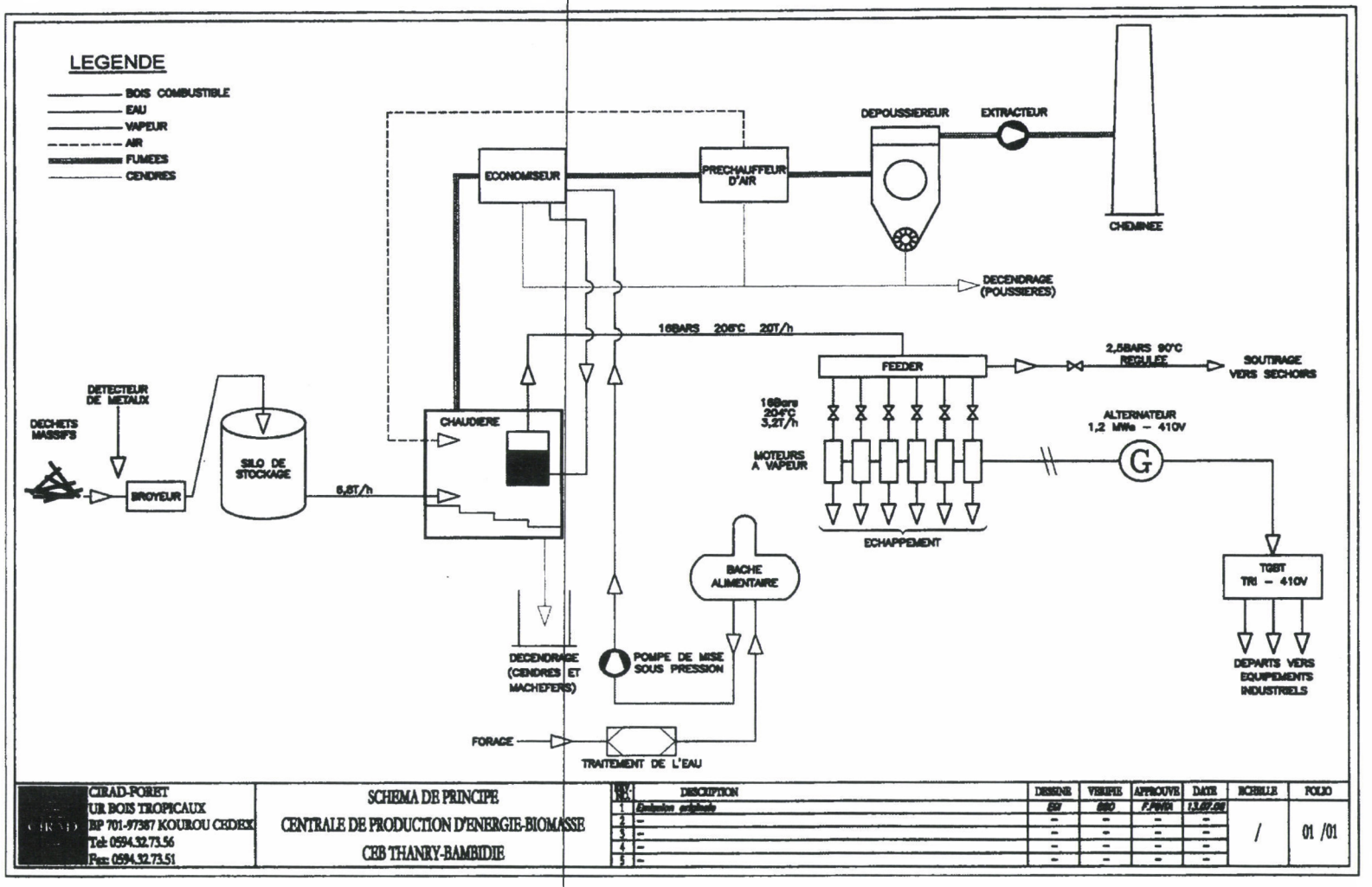


Figure 1 : Schéma synoptique de l'installation proposée (moteurs à vapeur).

4.3.3. Evaluation du besoin en bois combustible et bilan sur le disponible

L'évaluation du besoin en bois combustible se base sur la consommation électrique estimée du site après extension soit 4 945 MWh (cf. §3.2).

Les déchets bois de scierie sont dit "à l'état vert" puisque le bois n'a pas été séché artificiellement. Le taux d'humidité moyen est estimé habituellement aux environs de 45% et la valeur de leur PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) à cette humidité est estimée à 9 500 kj/kg en moyenne.

Le besoin en bois dépend du rendement énergétique de la production électrique de la centrale, lui-même étant fonction de la technologie utilisée, des caractéristiques nominales de fonctionnement (pression et température) et du niveau de charge de l'installation aux différentes périodes de la journée, en semaine et le week-end.

Le calcul est décrit dans le tableau ci-après.

	Quantités	(Unités)
Electricité à produire dans une année	4 945	(MWh/an)
Rendement électrique moyen sur l'année	10%	%
Energie PCI du combustible nécessaire	178 020	(Mj/an)
PCI du bois (à 45% d'humidité sur brut)	9 580	(kj/kg)
Quantité de déchets nécessaire	18 582	(t/an)
Quantité de déchets disponibles (cf. tableau 2.2)	23 500	(t/an)
Solde excédentaire de déchets disponibles	4 918	(t/an)

Tableau 4.2.1: Besoin de l'installation en bois combustible et bilan par rapport aux déchets bois disponibles sur le site de Bambidie

Le potentiel énergétique disponible dans les déchet bois est largement suffisant pour approvisionner une centrale électrique couvrant tout le besoin énergétique du site de Bambidie durant toute l'année. **La centrale consommera 80% des déchets bois disponibles.**

La cogénération de chaleur pour les séchoirs à bois est produite en plus de la production de l'électricité. Le rendement retenu dans le calcul tient compte de la cogénération de 8 700 MW d'énergie thermique consommée par les séchoirs (cf. paragraphe 3.3).

Rappelons que le dimensionnement de la puissance thermique nécessaire à l'ensemble des séchoirs a été défini à 4 000 kW $_{th}$ en vapeur à 2,5 bars de pression. (cf. paragraphe 3.3). Il est prévu de se raccorder directement au réseau d'eau chaude des séchoirs qui sera conservé. Seule l'origine de l'alimentation en eau chaude du réseau alimentant les cellules sera modifiée.

4.3.4. Organisation du conditionnement, stockage et transfert des déchets

Conditionnement

Afin de permettre le fonctionnement automatique de la chaudière et la maîtrise de la qualité de combustion du bois, l'ensemble des déchets massifs utilisés sera passé au broyeur. Le bois d'Okoumé n'est pas très dense et le broyage des déchets ne devrait pas poser de problème. On veillera cependant à caractériser précisément le type et les dimensions des chutes à broyer, ce qui conditionne notamment le type du système d'entraînement du bois dans le broyeur.

La taille moyenne des copeaux produits est prévue à 30x50x10mm afin de permettre un séchage rapide dans le foyer avant la combustion. Cette granulométrie devra être validée lors de l'étude de faisabilité avec le fabricant de la chaudière. Elle permettra aussi de sélectionner le broyeur en fonction des caractéristiques du bois à traiter et de la productivité horaire visée.

Afin d'éviter tout dommage sur les outils tranchants du broyeur, on veillera à écarter tout élément métallique ou minéral (pierre) présent dans la matière première. Par mesure de sécurité, l'équipement de broyage sera équipé d'un détecteur de métal.

Transfert

Concernant l'acheminement des déchets massifs de l'usine jusqu'à la centrale, deux schémas sont envisageables en fonction de la disposition et de l'éloignement des installations :

- Soit les déchets sont transférés par un engin de manutention roulant du type "fourchette" ou chariot élévateur tel qu'utilisé actuellement pour acheminer les dosses au site de brûlage. Le poste de broyage des déchets massifs serait alors à proximité des silos et du poste d'alimentation de la chaudière. Cette organisation du transport des déchets ne paraît pas optimale.

- Soit les déchets sont broyés à proximité des lignes de transformation du bois qui les produisent, puis convoyés jusqu'au silo de stockage de la centrale de cogénération. Cette solution est plus rationnelle et plus automatisée, mais elle nécessite davantage d'investissements pour l'achat d'un ou plusieurs broyeurs et des tapis de convoyage jusqu'aux silos de stockage des copeaux. A contrario, cette solution évite de mobiliser un engin de manutention des déchets. C'est cette solution qui est retenue dans notre scénario de base. Un broyeur spécifique au traitement des dosses est à installer tandis qu'on prévoit de conserver le système de convoyage existant pour les délignures et chutes d'éboutage. Concernant les sciures et copeaux de rabotage, il existe un système d'aspiration qu'il faudra raccorder à un silo de stockage à proximité de la chaudière.

En revanche, la sécurisation de l'approvisionnement de la trémie d'alimentation de la chaudière, notamment en cas de panne prolongée d'un convoyeur, nécessite d'avoir à disposition un chariot élévateur équipé d'un godet de grande capacité (de l'ordre de 6 m^3 minimum).

Stockage

Le silo de stockage des copeaux devra pouvoir contenir l'équivalent de 48h d'autonomie de fonctionnement de la centrale afin de permettre un fonctionnement continu durant 2 jours consécutifs à faible charge (week-end ou jours chômés en semaine). Le besoin de stockage est de 70 tonnes de plaquettes.

Le stockage des sciures est prévu dans un petit silo à proximité de la chaudière. Il s'agit uniquement d'un tampon entre les ateliers de production et la chaudière. Le stockage pour les jours d'arrêt de l'usine est prévu sous forme de plaquettes (dont la densité apparente est plus élevée) afin de limiter le besoin en investissement.

4.3.5. Besoin en eau et typologie de solution proposée

Le besoin en eau de centrale de cogénération est relativement important et nécessite d'avoir un accès sûr à une source abondante. Le besoin en eau provient principalement de la chaudière : alimentation en eau en continu pour produire la vapeur.

Le dimensionnement du traitement d'eau pour faire face aux besoins les plus élevés se situe à 20 m3/h environ, ce qui correspond au maximum de vapeur produite. Le système de traitement doit être sécurisé (double équipement des systèmes les plus importants) et un réservoir de stockage d'eau déminéralisée est prévu pour couvrir le besoin de quelques heures.

Pour la satisfaction de ce besoin, deux situations sont courantes en pays tropical humide :

- soit il est possible d'installer une station de pompage dans une rivière dont le débit reste suffisant tout au long de l'année (en particulier en période d'étiage),
- soit on a recours à un forage puisant dans une source disponible toute l'année.

Compte tenu des cours d'eau à proximité de l'usine, nous prévoyons un forage, un réservoir et une installation de traitement de l'eau dont les coûts sont inclus dans le budget chaudière de l'étude économique et financière (chapitre 6 ci-après). Une étude spécifique sera nécessaire lors de l'étude de faisabilité pour définir précisément l'option à retenir et les caractéristiques du traitement de l'eau à mettre en place.

5. Environnement réglementaire

Bien que le site CEB Thanry soit isolé, il est utile de connaître le cadre réglementaire en vigueur au Gabon pour les activités de production privée d'électricité et la protection de l'environnement.

5.1. Le cadre réglementaire

5.1.1. La production privée d'électricité

L'Etat gabonais peut, par procédure d'Appels d'Offres, autoriser la construction et l'exploitation de centrales de production d'électricité pour tout opérateur indépendant qui en présente la compétence technique et la capacité financière requise. L'article 32 de la même convention de concession autorise le concessionnaire à acheter de l'énergie électrique à des producteurs indépendants dans des conditions agréées par l'autorité concédant : l'État.

Pour rendre plus efficace la libéralisation de ce secteur, l'Etat a modifié le décret n° 00629/PR/MMEP du 18 juin 1997, fixant les modalités d'application de certaines dispositions de la loi n° 8/93 du 7 avril 1993. Trois décrets ont été pris en ce sens :

- Le décret n° 00769/PR/MMEPRH du 26 juin 2003 portant réglementation de la production indépendante d'énergie électrique en République gabonaise ;
- Le décret n° 00770/PR/MMEPRH du 26 juin 2003 fixant les modalités d'octroi de concession du service public de l'eau potable et de l'énergie électrique à un opérateur privé en République gabonaise ;
- Le décret n° 00771/PR/MMEPRH du 26 juin 2003 portant modification de certaines disposition du décret n° 00629/PR/MMEP du 18 juin 1997.

Il est prévu dans la convention de concession octroyée à la SEEG jusqu'en 2017, que cette dernière a obligation d'auto financer tout projet d'augmentation de capacité de génération en deçà de 10 MW et obligation de lancer un appel d'offres au-delà. Dans ce cadre, la SEEG (concessionnaire) et le producteur indépendant, ont toute latitude pour négocier les termes de leur contrat et notamment le prix de rachat du kWh. l'Etat garde cependant un rôle central puisque « l'autorisation est matérialisée par un contrat et des cahiers de charges signés entre, d'une part, le Ministre en charge de l'énergie électrique et le Ministre en charge des Finances, et d'autre part, le bénéficiaire de l'autorisation de production indépendante ». En matière de comptabilité générale, le producteur indépendant a l'obligation de respecter les dispositions de la réglementation appliquées aux sociétés commerciales de droit commun. Aucune disposition particulière n'est prévue en matière de fiscalité.

Le décret ne fixe aucune limite basse à la capacité des installations éligibles pour les producteurs indépendants.

5.1.2. Statut fiscal

En complément de ces textes, le porteur du projet peut demander à bénéficier des mesures définies dans l'arrêté du 25 septembre 2000, du Ministère de l'économie des finances, du budget et de la privatisation, portant sur les mesures d'accompagnement à l'industrialisation de la filière bois, qui permet, sous condition d'acceptation par les services de la Direction Générale des contributions Directes et Indirectes :

- la suspension pendant la construction de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) à l'importation pour les matériels d'équipement spécifiques à la construction des usines de transformation de bois,
- le remboursement de la TVA sur les matériels acquis localement,
- l'application d'un taux préférentiel de droit de douane de 10% au lieu des 23% qui s'appliquent normalement.

Si cette mesure doit faire l'objet d'une demande spécifique, elle devrait assez logiquement être accordée compte tenu du soutien apporté à ce type de projet par la Direction Générale de l'énergie et des ressources hydrauliques du MMEPRH, ainsi que de la Direction Générale de l'environnement du Ministère de l'économie forestière, des eaux, de la pêche, chargé de l'Environnement et de la protection de la nature (MEFPREPN).

5.1.3. Code de l'environnement

La loi n° 16/93 relative à la protection et à l'amélioration de l'environnement du 26 août 1993 fixe le cadre général qui fonde la politique gabonaise en matière de protection de l'environnement. Cependant, à l'exception du décret 405/PR/MEFPREPN du 15 mai 2002, portant sur l'organisation des études d'impact, peu de textes fixent les modalités d'application de cette loi notamment en matière de gestion des déchets industriels et au contrôle des rejets polluants. C'est pourquoi, la Direction Générale de l'Environnement du MEFPREPN a élaboré des textes pour combler ces vides juridiques.

Ainsi, deux décrets ont été présentés et adoptés par le Conseil d'Etat. Il s'agit :

- Du décret relatif à l'élimination des déchets qui stipule que toute personne qui produit ou détient des déchets est tenue d'en assurer ou d'en faire assurer l'élimination,
- Du décret relatif aux installations classées qui fixe le statut des installations en fonction de leur dangerosité.

Un troisième décret relatif au contrôle des émissions polluantes dans l'atmosphère est en cours de préparation.

Les coûts relatifs à l'obligation d'élimination des déchets, coûts non mesurables à l'heure actuelle, risquent d'augmenter à l'avenir avec la mise en application de ces textes.

Le projet d'implantation d'une centrale de cogénération à l'usine de Bambidie devrait bénéficier du soutien fort de la part de la Direction Générale de l'Environnement dans la mesure où la centrale permettra d'éliminer la quasi-totalité des déchets bois en respectant l'environnement.

6. Etude de pré-faisabilité économique et financière

L'analyse économique et financière du projet est réalisée sur une période de 10 ans. Les coûts et recettes sont évalués par référence au schéma existant : une production de l'électricité nécessaire à l'usine par une centrale électrogène composée de groupes diesel.

6.1. Evaluation des coûts d'investissements

6.1.1. Génie civil

Le coût du génie civil est compris dans le poste bâtiment.

6.1.2. Equipements de la centrale de cogénération

Désignation	Coûts en k.euros
Bâtiment	150
Broyage, stockage et alimentation combustible	200
Chaudière et traitement d'eau	880
Groupes moto-alternateurs complets	1100
Process contrôle commande	110
Fret maritime et transport local	390
Montage	290
Maîtrise d'œuvre	730
Total	3 850

Le maintien de la centrale électrogène diesel de l'usine de transformation du bois doit être envisagé par l'industriel du bois pour pouvoir tourner lors de la période de maintenance de la centrale (3 à 4 semaines par an).

Un groupe électrogène diesel de sécurité de 250 kW permet le fonctionnement des périphériques de la centrale énergétique en cas de panne de production d'électricité. On considère que ce groupe de secours existe à la centrale.

6.1.3. Equipements de conditionnement, de convoyage des déchets et de stockage

L'organisation du conditionnement et de l'acheminement des déchets massifs de notre scénario de référence prévoit de les broyer dans la scierie à proximité des lignes de transformation du bois puis de les évacuer par convoyeurs.

Cette solution nécessite l'achat et l'installation de convoyeurs, d'un broyeur pour conditionner tous les déchets massifs et d'un convoyeur jusqu'au silo de stockage de la centrale de cogénération, inclus dans le budget d'investissement. Le besoin en électricité est intégré dans la consommation prévisionnelle de l'usine de transformation du bois.

Cette solution a l'avantage d'éviter de mobiliser en permanence un engin de manutention des déchets, ce qui représente un plus pour la sécurité et une réelle réduction de coûts pour l'usine. Un engin de manutention de grande capacité (de l'ordre de 6 m3) devra cependant être disponible sur le site pour sécuriser l'approvisionnement (cf. §4.2.3). Il ne fonctionnera qu'en cas de panne des convoyeurs. Nous considérons que cet équipement est présent dans le scénario de référence dans lequel il sert, entre autre, à l'évacuation des déchets bois. Il n'est donc pas comptabilisé dans les investissements spécifiques pour la centrale.

Le coût prévisionnel des équipements de conditionnement et de convoyage des déchets bois est estimé à 200 k€ matériels installés.

6.1.4. Durée de vie des équipements

La durée de vie de la plupart des équipements est de 20 ans. Le calcul économique sera basé sur cette durée d'amortissement à l'exception des systèmes d'alimentation et du broyeur, et de l'engin de manutention qui sont amortis sur 10 ans. Signalons enfin que nous n'avons considéré aucune valeur résiduelle en fin de période.

6.1.5. Coût global et aide à l'investissement

Le coût de l'ensemble de l'installation de cogénération et des raccordements à l'usine CEB Thanry sur une base « clef en main » s'établit à : 3 850 k€.

La centrale de cogénération permettra de couvrir les besoins en chaleur nécessaires aux séchoirs à bois œuvre, et éviter à l'industriel l'investissement dans le renouvellement de la chaudière bientôt usée. On considère en première approche que le renouvellement de cet équipement aurait nécessité un investissement de 500 k€.

Pour le calcul économique, **le coût spécifique de la centrale de cogénération s'établit donc à 3 350 k€.**

Compte tenu de l'intérêt de ce projet pour le développement des énergies renouvelables et la réduction des émissions de gaz à effet de serre, il devrait être possible d'obtenir un soutien public à l'investissement. Nous traiterons de cette hypothèse dans l'étude de sensibilité réalisée à la suite (cf.§ 6.3).

6.2. Evaluation des unités d'œuvre et des coûts unitaires

6.2.1. Nombre de jours de travail

Nous retiendrons une hypothèse de travail 24h/j permettant de couvrir les besoins de l'ensemble du site CEB Thanry à Bambidie. Une période d'arrêt de 3 à 4 semaines par an est prévue pour la maintenance des équipements. L'installation fonctionnera donc 335 à 342 jours par an, soit un total annuel d'au moins 8060 heures.

6.2.2. Consommables

Le combustible bois est gratuit. Les déchets sont broyés au plus près de leur lieu de production dans l'usine. L'organisation du transfert des déchets broyés par bande transporteuse libère le chargeur et les chauffeurs affectés au transfert des déchets. Considérant un surcoût pour le broyage et une économie pour le poste de transport, nous ne comptabiliserons pas de différence de coût par rapport à la situation actuelle.

Les prix unitaires ont été retenus sur la base suivante :

- Déchets bois : sans valeur commerciale
- électricité des périphériques de la chaudière: gratuit (auto-production)
- Produits de traitement d'eau de la chaudière : 1000 €/an base forfaitaire.
- Carburant et lubrifiants , 19 k€ par an dont :
  - Lubrifiant des moteurs à vapeur : base annuelle forfaitaire de 16 k€ /an.
  - groupe diesel de sécurité de la centrale : base annuelle forfaitaire de 3 k€ /an.
  - véhicule de liaison : p.m.

Le coût total de ce poste est donc évalué à 20 k€.

6.2.3. Maintenance

Nous avons considéré 3 % du montant total des investissements hors fond de roulement, soit un montant de 116 k€ par an.

6.2.4. Besoin en personnel et coûts unitaires

Les prix sont estimés à partir de références de salaire au Gabon. Les coûts annuels comportent le salaire (12 mois) majoré des charges sociales, y compris les congés, primes, charges diverses (indemnité de transport, logement) payées par l'entreprise. Le temps de travail et les congés du personnel seront conformes à la législation sur le travail en vigueur au Gabon.

Les coûts salariaux retenus sont détaillés dans le tableau suivant:

Personnel	Coût unitaire k€/an	Nombre d'agents	Total annuel k€/an
- Cadre responsable de la centrale	pm	pm	
- Agents de maîtrise	12	2	24
- Manœuvres	2,75	4	11
TOTAL		6	35

Les 6 emplois prévus correspondent à 2 agents de maîtrise, et 4 manœuvres. La masse salariale est évaluée à 35 k€/an. La centrale énergétique sera sous la direction de l'usine CEB Thanry et il n'y aura donc pas de coût en personnel supplémentaire.

Une formation du personnel cadre et agents de maîtrise est prévue lors de la mise en place et le démarrage de l'unité (inclus dans le coût de la centrale). Le chef mécanicien du site sera formé également à cette occasion.

6.2.5. Frais généraux et assurance

Nous retiendrons une somme forfaitaire de 35 k€ par an.

6.3. Evaluation des recettes du projet

Les revenus du projet correspondent à la dépense évitée en gasoil et au non renouvellement des groupes électrogènes diesel.

L'alimentation en chaleur des séchoirs à bois d'œuvre, qui est réalisée par cogénération à partir de la centrale ne constitue pas une recette annuelle du projet puisqu'on substitue simplement la chaudière existante.

Non renouvellement de la chaudière

Par contre, le remplacement ou la rénovation du broyeur et de la chaudière (dédiée aux séchoirs) qui sont aujourd'hui amortis aurait été nécessaire : le coût d'investissement qu'il aurait fallu consentir est déduit du coût d'investissement de la centrale de cogénération. **Le montant déduit de l'investissement total de la centrale a été estimé forfaitairement à 500 k€** sur la base d'une remise en état complète des équipements vétustes.

Economies des coûts de génération électrique par groupes diesel

Les revenus du projet correspondent aux coûts évités de production d'électricité par les groupes diesel. La situation de référence pour le calcul de la consommation électrique du site industriel considère que les investissements en matériels de transformation du bois sont réalisés avant la mise en place de la centrale de cogénération.

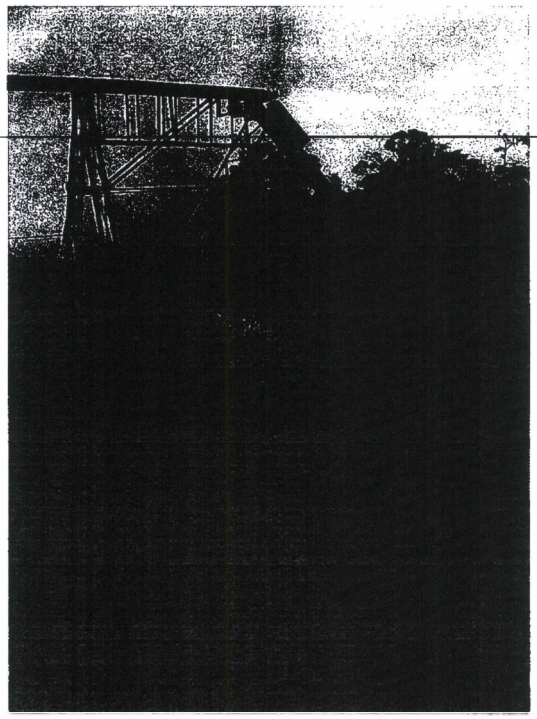
La consommation totale considérée correspond donc à une estimation des besoins de l'usine de transformation complète.

La consommation en gasoil pour la production d'électricité est évaluée sur la base des données estimées en marche normale 123 600 litres par mois soit près de 1 484 000 litres par an.

Le coût du gasoil livré sur site est passé à 358 FCFA/litre soit 54,577 centimes d'euros lors de l'augmentation du mois de mars 2006. Le prix du gasoil risque d'augmenter encore dans le futur compte tenu de l'évolution en forte hausse des cours internationaux. Nous tiendrons compte de ce facteur en effectuant plusieurs simulations dans l'étude de sensibilité réalisée plus loin.

Les coûts des filtres et lubrifiants des groupes diesel qui peuvent être estimés entre 5 et 10% du coût en carburant ne sont pas comptabilisés dans les coûts évités.

Par contre, le besoin en investissements nouveau dans le ou les groupe(s) diesel (pour une puissance cumulée de 1 200 kW) est inclus dans l'étude. Nous considérons que cet équipement sera conservé par la scierie dans le cadre d'une politique d'autonomie en période de maintenance de la centrale et pour la sécurisation de son alimentation en électricité toute l'année.



6.4. Fiche signalétique du projet à l'usine CEB Thanry à Bambidie

Options techniques

Durée de fonctionnement	8 060 h/an
Capacité totale installée	1,2 MW
Durée de vie	20 ans
Consommation totale de bois	18 600 t
Production électrique totale	5 550 MWh
Consommation électrique périphériques	11 % capacité installée
Production nette	4 945 MWh
Cogénération de chaleur (séchoirs)	8 700 MWh thermique

Coûts investissements (en millier d'euros)	**3 350**
Génie civil (inclus dans coûts de la centrale)	p.m.
Bâtiment	150
Broyage, stockage et alimentation combustible	200
Chaudière et traitement eau	880
Groupes Moto-alternateurs complets	1 100
Process contrôle commande	110
Fret maritime et transport local	390
Montage (sauf turbine sous traitée)	290
Maîtrise d'œuvre	730
Remplacement évité de la chaudière des séchoirs	- 500

Besoin de fond de roulement : 25 % du chiffre d'affaire

Coûts opératoires (en millier d'euros par an)		**200**
Prix du bois		0 *
Maintenance annuelle	3.0 % du total investissement	110
Personnel	6 personnes,	35
Frais généraux et Assurances		35
Carburants et traitement d'eau		20

Revenus du projet

Qté carburant évité sur groupes diesel	1 483 000 litres/an
Prix du carburant évité sur groupes diesel	54,577 centimes d'euros/l (358 FCFA)

* sauf coûts de traitement des déchets.

Fiche signalétique du scénario de base « moteurs à vapeur » de la scierie CEB Thanry à Bambidie.

6.5. Analyse économique et financière

6.5.1. Critères d'évaluation

Nous avons retenu d'apprécier la rentabilité économique des projets à partir du taux interne de rentabilité (TIR) et du délai de récupération des fonds investis (DRFI).

Le TIR indique le revenu escomptable des capitaux investis. Il correspond aussi, sous un autre angle, au taux d'intérêt maximum auquel on peut emprunter si on ne dispose pas des capitaux nécessaires.
Le délai de récupération des fonds investis indique le temps de fonctionnement de l'installation nécessaire pour récupérer le montant d'investissement.

Le calcul du prix de revient de l'électricité produite sera réalisé sur la base des coûts d'investissement et de production retenus. Ce prix de revient actualisé sur la période considérée (10 ans) pourra servir de base à une analyse moyen terme avec différents scénarios d'évolution du prix du gasoil.

6.5.2. Résultats de l'analyse économique

Le tableau économique présenté sur la page suivante est établi sur une période de 10 ans. Il présente les résultats de l'analyse économique du scénario de base retenu.

Commentaires :
Cette analyse économique fait ressortir un prix de revient de la production d'électricité compris entre 22 et 25 centimes d'euros par kWh pour les taux d'actualisation de respectivement de 10% et 15%.

Le TIR (taux interne de rentabilité) pour les 10 ans est calculé à 13%.

Le temps de retour (hors actualisation) est de 6 ans tandis que pour une actualisation à 10%, il passe à 8 ans.

ANALYSE ECONOMIQUE SOLUTION MOTEURS A VAPEUR

Tableau : Projet Centrale cogénération - moteur à vapeur - CEB Thanry à Bambidie

Capacité élec. installée nette 1,2 MWe | Capacité prod. Ther 4,0 MWth

				Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Production thermique MWh		8 700			5 220	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700
Production électrique MWh		4 945			2967	4945	4945	4945	4945	4945	4945	4945	4945	4945
Niveau de production					60%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
INVESTISSEMENTS														
	px unitaire mille euro	nb d'unités	Durée de vie	Année invest.	invest.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Bâtiment	150	1	20	1	150	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stockage et alimentation combustible	200	1	20	1	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaudière et traitement eau	880	1	20	1	880	880	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Groupes moto-alternateur complet	1 100	1	20	1	1 100	1 100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Process contrôle commande	110	1	20	1	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fret et transport local	390	1	20	1	390	390	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montage	280	1	20	1	290	290	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maîtrise d'Ouvre	730	1	20	1	730	730	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inv. evité chaudiere des séchoirs	500	-1	20	1	-500	-500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL INVESTISSEMENTS					3 350	3 350	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau du B.F.R (25%/ CA)		25,0%	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Besoins de financement						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				0											
COÛTS VARIABLES															
Bois	0,0000	18 000	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lubrifiants & Traitement eau	20,00	1	1	1	20	12	20	20	20	20	20	20	20	20	20
COÛTS FIXES															
Maintenance	116	1	1	1	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
Frais généraux	35	1	1	1	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Personnel															
Direction		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agents maîtrise	12	2	1	1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Ouvriers	2,75	4	1	1	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
TOTAL COÛTS OPERATOIRES						198	206	206	206	206	206	206	206	206	206
TOTAL COÛTS						3 648	206	206	206	206	206	206	206	206	206
RECETTES															
Economie gasoil groupes	0,54577	1 484	1	1	810	486	810	810	810	810	810	810	810	810	810
			1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RECETTES						486	810	810	810	810	810	810	810	810	810
CASH FLOW						-3 062	604	604	604	604	604	604	604	604	604
CASH FLOW CUMULES						-3 062	-2 457	-1 853	-1 249	-645	-41	564	1 168	1 772	2 376

(durée en mois)		Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Délais de récupération des fonds investis									73			
Temps de retour	**10%**										101	
Temps de retour	**15%**			0	0	0	0	0	0	0	0	0

Taux Internes de Rentabilité 13% | **Taux d'actualisation retenu** 10% 15%

CALCUL DU PRIX DE REVIENT POUR UN TAUX DE RENTABILITE DE 10% 15%

	10%	15%
C. G. A. mille euro	4 301	3937
V A Prod (**)	26 587	23 098
Prix Rev. (***) kWh	150,45	170,47

Coût global actualisé (Même méthode de calcul que la fonction VAN)
(**) Quantité totale de produits que l'on peut acheter sur l'ensemble de la période en investissant chaque année une unité monétaire corrigée du taux d'actualisation
(***) Prix de revient nécessaire pour assurer une rentabilité interne de x% (TRI=x)

Tableau 6.5.2 : Calcul économique et financier - Centrale énergétique à Bambidie.

6.5.3. Analyse de sensibilité

6.5.3.1 Postes étudiés et ampleur des variations étudiées

Une analyse de sensibilité est réalisée ci-après afin d'évaluer l'impact sur la faisabilité du projet, de la variation des postes suivants :

- Coût global de l'investissement + 10% et - 10 %
- Coût opératoire (variation masse salariale par exemple) + 10% et - 10%
- Dépense évitée groupe diesel (Prix du gasoil) + 10% et -10%

6.5.3.2 Tableau de synthèse des résultats

Les résultats de l'analyse de sensibilité menée sur les facteurs retenus sont résumés dans le tableau suivant :

Scénarii étudiés	Variation (%)	Prix diesel (cts €/litre)	Coût opératoire (K€/an)	Investissement (M€)	TIR (%)	DRFI (mois)
Hypothèse de base	/	54,577	206	3,35	13	73
Variation montant des investissements	-10% +10%			**3,02** **3,69**	17 10	65 81
Variation coût opératoire	-10% +10%		**186** **226**		14 12	71 75
Variation prix diesel	-10% +10%	**49,119** **60,003**			9 18	83 63

Tableau 6.5.4 : Résultats de l'analyse de sensibilité du projet à l'usine de Bambidie

6.5.3.3 Commentaires

Variation du montant de l'investissement
Dans l'hypothèse d'une diminution de l'investissement de 10%, le taux interne de rentabilité (TIR) augmente de 4 points et le délai de récupération des fonds investis (DRFI) s'établit à 5 ans et 5 mois soit une diminution de 8 mois par rapport au scénario de base.

L'hypothèse d'une augmentation de l'investissement de 10%, fait ressortir un TIR inférieur de 3 points et le DRFI augmente de 8 mois.

Variation des coûts opératoires

Concernant l'hypothèse d'une variation des coûts opératoires de 10% (20 k€/an), le TIR varie de 1 à 2% et le DRFI de 2 mois en moyenne. La sensibilité du projet à cette hypothèse apparaît donc modérée.

Variation du prix du carburant diesel

Dans l'hypothèse d'une diminution de 10% du prix du diesel, le taux interne de rentabilité (TIR) diminue de 4 points et le délai de récupération des fonds investis (DRFI) s'établit à près de 7 ans soit une augmentation de 10 mois par rapport au scénario de référence.

L'hypothèse d'une augmentation de 10% du prix du diesel fait ressortir un TIR de 17% (supérieur de 4 points) et le DRFI s'établit à 5 ans et 5 mois (en diminution de 10 mois).

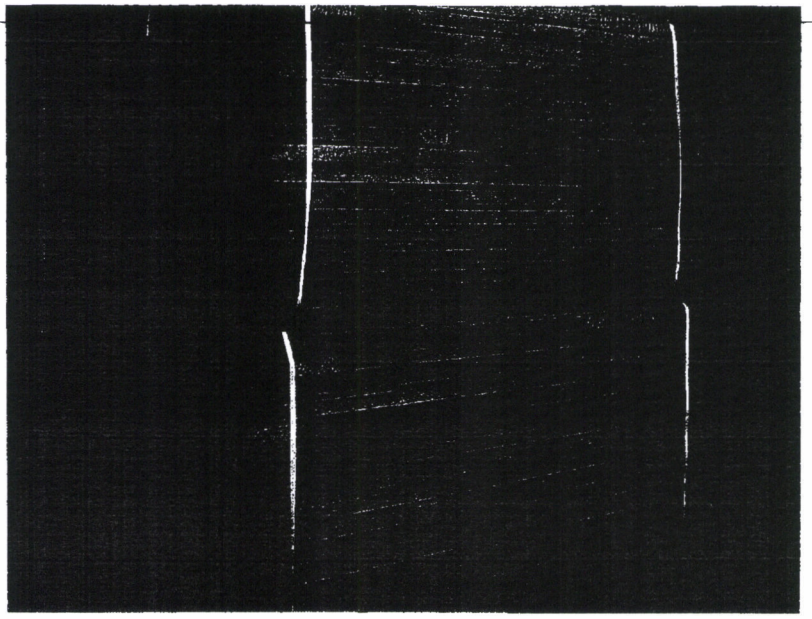
6.6. Conclusion

Bien que l'option « moteur à vapeur » permette de réduire le besoin en investissement et en maintenance par rapport à une turbine à vapeur, l'investissement à consentir reste significatif. Cependant, la mise en place d'une centrale de cogénération à partir des déchets de bois de l'usine CEB Thanry à Bambidie présente de nombreux atouts.

Elle permet à l'industriel d'être indépendant en terme énergétique, de valoriser les déchets bois, tout en stabilisant à long terme des coûts qui vont inéluctablement s'accroître fortement.

- L'autonomie énergétique est imposée à l'usine CEB Thanry à Bambidie du fait de son isolement géographique.
- La centrale énergétique permet de traiter une grande partie des déchets et de se conformer ainsi à la réglementation du Gabon sur la gestion des déchets. L'obligation éventuelle d'élimination qui pourrait en découler représentera un coût non négligeable qu'il conviendra alors de prendre en compte dans l'étude économique du Projet.
- Les coûts de l'énergie au Gabon sont fortement liés à l'évolution des cours du pétrole et risquent d'augmenter sensiblement dans les années à venir.
- L'excédent de production d'électricité disponible à partir des déchets de bois de l'usine peut être utilisé pour alimenter des chambres froides ou toute autre activité de développement local soutenu par CEB Thanry. La fourniture en dehors des heures de forte demande de l'usine évitera d'augmenter spécifiquement la puissance de la centrale de cogénération.

Un tel projet de production d'énergie renouvelable via une technologie fiable de cogénération est susceptible d'être appuyé par les pouvoirs publics et les bailleurs de fond internationaux, ce qui pourraient en améliorer encore la performance économique.



ANNEXE

ANALYSE ECONOMIQUE SOLUTION TURBINE A VAPEUR

Tableau :Projet Centrale cogénération à bois - CEB à Bambidie

Capacité élec. installée nette 1,2 MWe — Capacité prod. Thermi. 4,0 MWth

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Production thermique MWh	8 700	5 220	7 830	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700
Production électrique MWh	4 945	2 967	4 451	4 945	4 945	4 945	4 945	4 945	4 945	4 945
Niveau de production		60%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

INVESTISSEMENTS

	px unitaire mille euro	nb d'unités	Durée de vie	Année invest.	invest.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Bâtiment	156	1	20	1	156	156	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stockage et alimentation combustible	200	1	10	1	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaudière et traitement eau	880	1	20	1	880	880	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Groupe turbo-condenseur/aéroréfrig	1 540	1	20	1	1 540	1 540	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Raccordements élect (transfos 5,5-0,4 ~o	280	1	20	1	280	280	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Process contrôle commande	110	1	20	1	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fret et transport local	390	1	10	1	390	390	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montage (sauf turbine ss traitée)	290	1	20	1	290	290	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maîtrise d'oeuvre	732	1	20	1	732	732	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Economie remplacé chaudiere séchoirs	500	-1	20	1	-500	-500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL INVESTISSEMENTS					4 078	4 078	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niveau du B.F.R (25% CA)		25,0%	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Besoins de financement						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				0											

COÛTS VARIABLES

Bois	0,0000	13 300	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carburant huiles	10,00	1	1	1	10	5	5	10	10	10	10	10	10	10	10

COÛTS FIXES

Maintenance	160	1	1	1	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Frais généraux	35	1	1	1	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Personnel															
Direction	65	1	1	1	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Agents maîtrise	12	2	1	1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Ouvriers	2,75	4	1	1	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL COÛTS OPERATOIRES						301	304	305	305	305	305	305	305	305	305
TOTAL COÛTS						4 379	304	305	305	305	305	305	305	305	305
RECETTES															
Economie gasoil groupes	0,54577	1 484	1	1	810	486	729	810	810	810	810	810	810	810	810
			1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RECETTES						486	729	810	810	810	810	810	810	810	810
CASH FLOW						-3 893	425	504	504	504	504	504	504	504	504
CASH FLOW CUMULES						-3 893	-3 469	-2 964	-2 460	-1 955	-1 451	-946	-442	63	567

(durée en mois)	Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Délais de récupération des fonds investis										107	
Temps de retour 10%											
Temps de retour 15%			0	0	0	0	0	0	0	0	0

Taux Interne de Rentabilité	3%	**Taux d'actualisation retenu**	10% 15%

CALCUL DU PRIX DE REVIENT POUR UN TAUX DE RENTABILITE DE : 10% 15%

	10%	15%
C.G.A. mille euro	5 578	5074
V.A Prod (**)	28 178	22 724
Prix Rev. (***)		
kWh	197,97	223,28

Coût global actualisé (Même méthode de calcul que la fonction VAN)
(**) Quantité totale de produits que l'on peut acheter sur l'ensemble de la période en investissant chaque année une unité monétaire corrigée du taux d'actualisation.
(***) Prix de revient nécessaire pour assurer une rentabilité interne de x% (TRI=x)