

**Cogénération à partir de biomasse :**

**La filière combustion / vapeur  
en petite puissance**

*Rapport final*

**Cogénération à partir de biomasse :**

**La filière combustion / vapeur  
en petite puissance**

*Rapport final*

Biomasse Normandie

42, avenue du 6 Juin, 14000 Caen

Tel : 02 31 34 24 88, Fax : 02 31 52 24 91, Biomnor@aol.com

Heat Technics

53, place des sarments, Domaine du Chai, 83250 La Londe-les-Maures

Tel : 04 94 15 90 46, Fax : 04 94 05 23 80

# SOMMAIRE

---

<b>PRÉAMBULE</b>	<b>1</b>
<b>1ÈRE PARTIE</b>	
<b>PRINCIPE DE LA COGÉNÉRATION À PARTIR DE BIOMASSE ET TECHNOLOGIES DISPONIBLES</b>	<b>3</b>
<b>1. PRODUIRE DE L'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE BOIS</b>	<b>5</b>
1.1. La cogénération à partir de biomasse	5
1.2. Principe de la production d'électricité par la filière combustion	6
<b>2. LA PRODUCTION DE VAPEUR</b>	<b>7</b>
2.1. Quelques rappels théoriques	7
2.2. Les chaudières à vapeur	8
2.2.1. Tubes de fumées ou tubes d'eau	8
2.2.2. Contrôles permanents – autocontrôle	9
2.2.3. La qualité du traitement d'eau	9
2.2.4. La réglementation sur les chaufferies vapeur	10
2.2.5. Conditions d'emplacement	11
<b>3. TURBINE À VAPEUR</b>	<b>13</b>
3.1. Présentation	13
3.2. Principe de fonctionnement	14
3.2.1. Principe aérodynamique	14
3.2.2. Principe thermodynamique	15
3.2.3. Calculs de rendements	16
3.3. Différents types de turbines et combinaisons possibles	20
3.3.1. Les turbines à contrepression	20
3.3.2. Les turbines à condensation	20
3.3.3. La combinaison des deux types de turbine	21
3.3.4. Le soutirage	22
3.3.5. Cycle avec resurchauffe	23
3.4. Schéma type d'une installation de cogénération avec une turbine à vapeur	25
3.5. Données techniques et économiques	26
3.6. Constructeurs	27
<b>4. LE MOTEUR À VAPEUR</b>	<b>29</b>
4.1. Présentation	29
4.2. Principe de fonctionnement	29
4.2.1. Principe mécanique	29
4.2.2. La cogénération par moteur à vapeur	30
4.3. Données techniques et économiques	31
4.4. Constructeurs	31

<b>5. CYCLE ORGANIQUE DE RANKINE (ORC)</b>	<b>33</b>
5.1. Présentation	33
5.2. Principe de fonctionnement	33
5.2.1. Principe de l'ORC	33
5.2.2. Cycle thermodynamique du fluide organique	34
5.3. Données techniques et économiques	35
5.4. Constructeurs	35
<b>6. MOTEUR STIRLING</b>	<b>37</b>
6.1. Présentation	37
6.2. Principe de fonctionnement	37
6.2.1. Description du moteur	37
6.2.2. Cycle mécanique et thermodynamique	38
6.3. Données techniques et économiques	39
6.4. Constructeurs	40
<b>7. LA VAPEUR EN AVAL D'UNE TURBINE OU D'UN MOTEUR</b>	<b>41</b>
7.1. Utilisations de vapeur HP	41
7.2. La climatisation à partir de vapeur HP.	42
7.3. Rejets thermiques.	44
<b>8. SYNTHÈSE COMPARATIVE</b>	<b>45</b>
<b>2<sup>ÈME</sup> PARTIE</b>	
<b>ANALYSE DE SITES DE COGÉNÉRATION À PARTIR DE BIOMASSE</b>	<b>49</b>
<b>1. ANALYSE DE CENTRALES DE COGÉNÉRATION</b>	<b>51</b>
1.1. Présentation des sites analysés	51
1.2. Les équipements	52
1.2.1. Les chaudières	52
1.2.2. Les générateurs électriques	53
1.3. L'efficacité énergétique	53
1.3.1. Les taux de valorisation énergétiques	54
1.3.2. Rendement électrique brut et pression de vapeur	55
1.4. Les coûts	57
1.4.1. Investissements hors réseaux de chaleur	57
1.4.2. Les coûts d'entretien et de maintenance	59
1.4.3. Les coûts de combustible	61
1.5. Economie des centrales auditées	63
1.5.1. Analyse à partir des données brutes	63
1.5.2. Analyse à partir de données lissées et réévaluées	66
1.6. Synthèse et limites de l'analyse	67
<b>2. CENTRALE BIO-ÉNERGIE TAUFKIRCHEN</b>	<b>69</b>
2.1. Présentation du site	69
2.2. Les chiffres clés de l'installation	69
2.3. Schéma de principe	70
2.4. Les équipements bois	71
2.5. Les équipements de production électrique	71
2.6. Ratios énergétiques	72
2.7. Evaluation des coûts	72

2.7.1. Combustible	72
2.7.2. Investissement	72
2.7.3. Entretien et maintenance	73
2.7.4. Récapitulatif des coûts annuels	73
2.7.5. Coût de l'énergie	73
2.7.6. Bilan de fonctionnement de la centrale	74
2.7.7. Perspectives d'amélioration du bilan	75
<b>3. LIGNE DE COGÉNÉRATION BOIS À L'UIOM DE KEMPTEN</b>	<b>77</b>
3.1. Présentation du site	77
3.2. Les chiffres clés de l'installation	77
3.3. Schéma de principe	78
3.4. Les équipements bois	79
3.5. Les équipements de production électrique	79
3.6. Ratios énergétiques	79
3.7. Evaluation des coûts	80
3.7.1. Combustible	80
3.7.2. Investissement	80
3.7.3. Entretien et maintenance	80
3.7.4. Récapitulatif des coûts annuels	80
3.7.5. Bilan de fonctionnement de la centrale	81
<b>4. CENTRALE ÉLECTRIQUE DE SCHONGAU-ALTENSTADT</b>	<b>83</b>
4.1. Présentation du site	83
4.2. Les chiffres clés de l'installation	83
4.3. Schéma de principe	84
4.4. Les équipements bois	85
4.5. Les équipements de production électrique	85
4.6. Ratios énergétiques	85
4.7. Evaluation des coûts	86
4.7.1. Combustible	86
4.7.2. Investissement	86
4.7.3. Exploitation et maintenance	86
4.7.4. Récapitulatif des coûts annuels	86
4.7.5. Bilan de fonctionnement de la centrale	87
4.7.6. Améliorer le bilan de la centrale	88
<b>5. CENTRALE DE COGÉNÉRATION DE SULZBACH-ROSENBERG</b>	<b>89</b>
5.1. Présentation du site	89
5.2. Les chiffres clés de l'installation	89
5.3. Schéma de principe	90
5.4. Les équipements thermiques bois	91
5.5. Les équipements de production électrique	91
5.6. Ratios énergétiques	91
5.7. Evaluation des coûts	92
<b>6. COGÉNÉRATION DANS L'INDUSTRIE : KARL NIED GMBH À ASSAMSTADT</b>	<b>93</b>
6.1. Présentation du site	93
6.2. Les chiffres clés de l'installation	93
6.3. Schéma de principe	94
6.4. Les équipements thermiques bois	95

6.5. Les équipements de production électrique	95
6.6. Ratios énergétiques	95
6.7. Evaluation des coûts	96
6.7.1. Combustible	96
6.7.2. Investissement	96
6.7.3. Entretien et maintenance	96
6.7.4. Récapitulatif des coûts annuels	96
6.7.5. Coût de l'énergie	97
<b>7. COGÉNÉRATION DANS L'INDUSTRIE : OWI, À LOHR</b>	<b>101</b>
7.1. Présentation du site	101
7.2. Les chiffres clés de l'installation	101
7.3. Schéma de principe	102
7.4. Les équipements thermiques bois	103
7.5. Les équipements de production électrique	103
7.6. Ratios énergétiques	103
7.7. Evaluation des coûts	104
7.7.1. Combustible	104
7.7.2. Investissement	104
7.7.3. Entretien et maintenance	104
7.7.4. Récapitulatif des coûts annuels	105
7.7.5. Coût de l'énergie	105
<b>8. PLACED'ARMES DE BIÈRE</b>	<b>107</b>
8.1. Présentation du site	107
8.2. Les chiffres clés de l'installation	107
8.3. Schéma de principe	108
8.4. Les équipements thermiques bois	109
8.5. Les équipements de production électrique	109
8.6. Ratios énergétiques	109
8.7. Evaluation des coûts	110
8.7.1. Combustible	110
8.7.2. Investissements	110
8.7.3. Entretien et maintenance	111
8.7.4. Récapitulatif des coûts annuels	111
8.7.5. Coût de l'énergie	111
8.7.6. Simulation pour un fonctionnement optimisé de la centrale	112
<b>ANNEXES</b>	<b>115</b>
<b>A – Réglementation applicable aux chaudières à vapeur</b>	
<b>B – Bureaux d'études pouvant intervenir         pour des projets de cogénération à partir de biomasse</b>	

La production d'électricité à partir de biomasse connaît un développement important dans les pays scandinaves et germanophones sous forme de centrales énergétiques de cogénération, délivrant de l'énergie thermique à un réseau de chaleur tertiaire et/ ou industriel, et de l'électricité à une compagnie électrique.

En France, si la cogénération au gaz naturel connaît les faveurs de nombre de maîtres d'ouvrages et de compagnies de l'énergie, la production d'électricité à partir de biomasse reste réservée à de gros établissements industriels, grands consommateurs d'énergie et abondants producteurs de déchets ligneux de fabrication (papeteries, sucreries...).

Comme l'a montré l'étude de 8 installations de cogénération à partir de biomasse, menée pour l'ADEME par Biomasse Normandie en 1996 <sup>(1)</sup>, les causes de ce sous-développement semblent tenir en grande partie à des conditions d'achat de l'électricité beaucoup moins favorables que dans d'autres pays européens, mais sans doute également à une méconnaissance des technologies disponibles. L'obstacle du prix d'achat de l'électricité pourrait évoluer prochainement avec la publication attendue des nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse, dans le cadre de la directive sur l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

L'objectif de la présente étude est de dresser un état de l'art des technologies utilisables pour la production d'électricité à partir de biomasse dans la filière vapeur, la plus éprouvée à ce jour, et pour des puissances de quelques centaines de kilowatts à 4 MWé, gamme de développement la plus probable compte tenu des capacités des chaufferies bois mises en place jusqu'à présent en France.

Cette étude se présente en deux grandes parties :

- les principes théoriques des machines génératrices d'électricité, les options disponibles, les constructeurs et quelques éléments économiques recueillis auprès d'eux,
- une série d'audits auprès de 8 centrales en fonctionnement en Allemagne et de Suisse.

---

<sup>(1)</sup> Etude d'unités de production d'électricité à partir de la biomasse – Approche technico-économique pour 8 sites industriels ou tertiaires



---

## **1ERE PARTIE**

### **PRINCIPE DE LA COGENERATION A PARTIR DE BIOMASSE**

#### **ET TECHNOLOGIES DISPONIBLES**

---



# 1. PRODUIRE DE L'ELECTRICITE A PARTIR DE BOIS

---

## 1.1. La cogénération à partir de biomasse

Produire à partir de la biomasse de l'électricité (et pas uniquement de la chaleur) comporte un intérêt évident en raison de la multiplicité de ses usages et de sa valeur élevée :

- pour des industriels du bois, dont les besoins thermiques sont restreints par rapport au potentiel énergétique des produits connexes qui peuvent ainsi être valorisés ;
- pour des réseaux de chaleur ou des industries, où la production d'électricité peut permettre de lisser la courbe d'appel de puissance et le fonctionnement de la chaudière.

La carte du développement de la cogénération à partir de bois en Europe reflète peu ou prou celle du bois-énergie en général :

- **les pays scandinaves, loin devant, comptent de nombreuses centrales de cogénération de forte puissance** à partir de sous-produits forestiers et industriels, de paille ou de granulés de bois (en particulier en Suède pour le granulé) ; dans ces pays où les producteurs bénéficient de conditions d'achat extrêmement favorables, plus de 60 voire 70 centimes/ kWh, la production d'électricité est systématiquement envisagée dans la réflexion sur des projets thermiques;
- **l'Autriche et l'Allemagne, où la production d'électricité à partir de biomasse connaît depuis quelques années un développement important sur des réseaux de chaleur de plus faible puissance**, là aussi grâce à des conditions d'achat d'électricité très favorables ;
- **dans le reste de l'Europe, quelques installations sont en fonctionnement en Espagne, Royaume Uni, Suisse... sur des réseaux de chaleur**, mais elles restent encore des exceptions et ne correspondent pas un véritable programme de développement.

En France, les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de bois n'ont, jusqu'à présent, pas été suffisantes pour encourager un développement significatif de cette filière :

- un prix trop faible pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (30 à 35 centimes/ kWh) ;
- un prix plus attractif (44 centimes/ kWh) mais des contraintes lourdes pour le tarif cogénération (fonctionnement de 4000 heures par an avec puissance garantie, contrats de 12 ans...).

Dans ce contexte, seules quelques installations industrielles ont pu voir le jour, souvent de forte puissance et essentiellement justifiées par de grandes quantités de connexes et déchets (écorces, liqueurs noires...) difficilement valorisables, et souvent avec autoconsommation de l'électricité produite. Les plus importants sont les papetiers, avec des centrales de plusieurs dizaines de MW, mais également des entreprises de taille plus modeste, en particulier celles qui ont des besoins de séchage ou de process à satisfaire.

Le futur cadre d'achat par EdF, dont on attend prochainement le détail, pourrait apporter de nouveaux éléments plus favorables (sur les prix, durées de contrats, contraintes de raccordement, puissances garanties...) condition sine qua non pour rendre économiquement compétitive la cogénération bois..

La hausse du prix des combustibles fossiles et la réévaluation du prix de l'énergie thermique sont également des éléments favorables à la mise en place de centrales de production d'énergie à partir de combustibles bon marché comme le bois, et par extension aux centrales de cogénération bois.

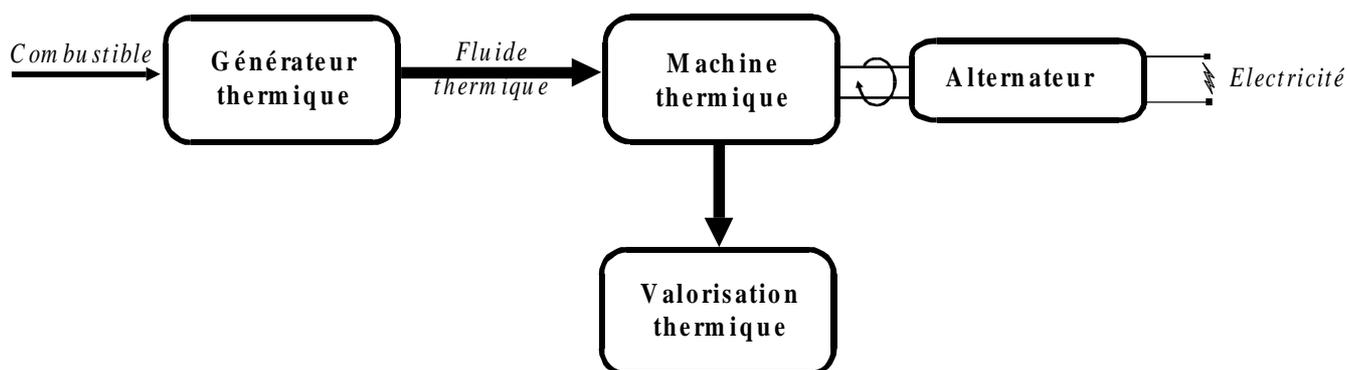
Par ailleurs, les contraintes de mobilisation du bois (à des prix acceptables) induisent une limitation de la puissance électrique produite par les centrales : pour une centrale de 10 MWé, la quantité de bois consommée est de l'ordre de 80 à 100 000 tonnes par an. Dans le cas d'une cogénération, la valorisation thermique associée doit être de l'ordre de 30 à 50 MW.

Si des installations de cette taille peuvent ponctuellement être envisagées, elles ne seront réalisables que dans un nombre limité de cas. Les voies de développement de la cogénération à partir de biomasse, sur des réseaux de chaleur mais également dans l'industrie (excepté la "grande industrie" du bois : panneau, papier...) se situent donc plutôt dans une gamme de puissance de quelques centaines de kW électriques à 4 ou 5 MWé, du fait même des contraintes liées à l'approvisionnement en bois.

## 1.2. Principe de la production d'électricité par la filière combustion

L'ensemble des technologies de production d'électricité présentées ci-après fonctionne selon le même principe : la *combustion externe*, dissociant la partie combustion de la génération d'électricité

Un générateur fournit de l'énergie thermique à un fluide de travail (l'eau à l'état vapeur dans la plupart des cas, mais éventuellement un fluide thermique ou de l'air) qui est injecté dans un organe de conversion en énergie mécanique permettant la rotation d'un arbre ; celui-ci assure la rotation d'un alternateur, qui transmet à son tour cette énergie électrique à un réseau de distribution.



## 2. LA PRODUCTION DE VAPEUR

### 2.1. Quelques rappels théoriques

Pour porter 1 kg d'eau de 0 à 100 °C à pression atmosphérique, il faut fournir 421,2 kJ (soit 117 Wh), correspondant à la *chaleur sensible* de l'eau.

Pour transformer en vapeur 1 kg d'eau à 100 °C à pression atmosphérique, il faut fournir 2250 kJ (soit 625 Wh), correspondant à la *chaleur latente* de la vapeur.

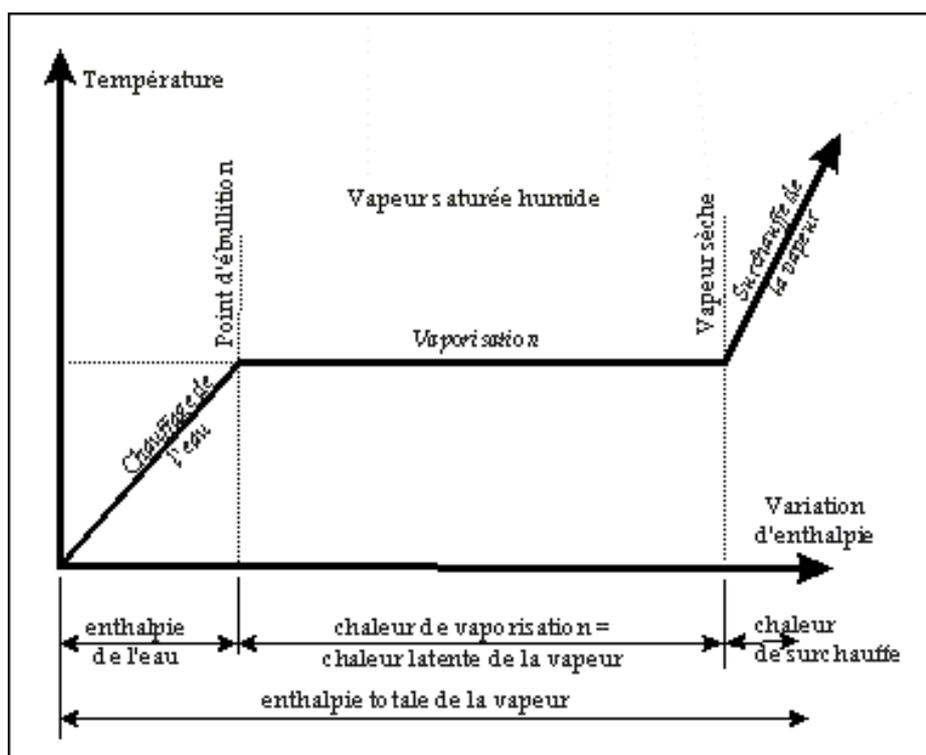
Ces valeurs de chaleur sensible et de chaleur latente varient en fonction des niveaux de pression et température. Elles sont données dans des tables d'enthalpie de l'eau et de la vapeur.

Une chaudière à vapeur peut produire :

- **De la vapeur saturée.** Cette vapeur est saturée sèche si elle ne contient pas de gouttelettes d'eau (titre = 1). Si la vapeur contient des gouttelettes d'eau issues du primage lors de l'ébullition, la vapeur est saturée humide. Un titre de 0,95 par exemple signifie que la vapeur contient 5% en poids de gouttelettes d'eau.
- **De la vapeur surchauffée.** La vapeur saturée produite par la chaudière traverse un échangeur de chaleur qui permet d'assécher la vapeur puis d'élever sa température. La vapeur surchauffée est invisible et a approximativement les caractéristiques d'un gaz parfait.

Pour surchauffer 1 kg de vapeur, de 100 à 350 °C par exemple, il faut fournir 501,5 kJ (soit 139,3 Wh).

Le total chaleur sensible de l'eau + chaleur latente de la vapeur + chaleur sensible de la vapeur surchauffée, est la **chaleur totale ou enthalpie**.



Exemple :

Dans une chaudière à 40 bar, la température d'ébullition est de 250°C. Si la vapeur est surchauffée à 350°C, la chaleur totale ou enthalpie en sortie de chaudière (h2) est de :

chauffage de l'eau + vaporisation + surchauffe

$$1088 \text{ kJ} + 1712 \text{ kJ} + 297 \text{ kJ} = 3097 \text{ kJ}$$

$$\text{Soit : } 302 \text{ Wh} + 476 \text{ Wh} + 82 \text{ Wh} = \mathbf{860 \text{ Wh / kg}}$$

Si cette chaudière doit produire 10 t/ h de vapeur à partir d'une eau d'alimentation à 20°C (h1 = 23 Wh/ kg), la puissance de production nécessaire devra être de :

$$P = \text{débit} \times \Delta h = q \times (h2 - h1)$$

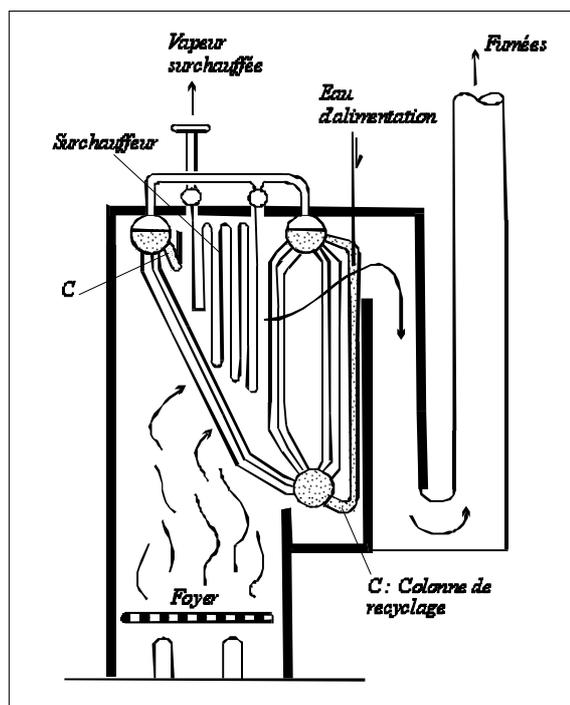
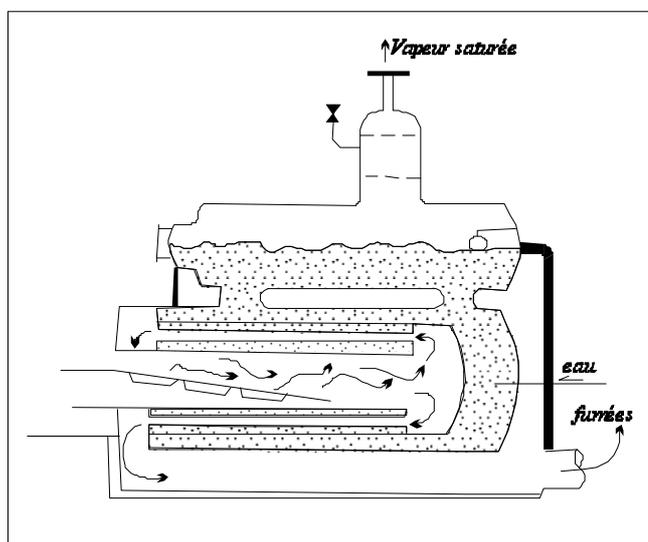
$$P = 10 \text{ t/ h} \times (860 - 23) \text{ Wh/ kg}$$

$$\mathbf{P = 8\,370 \text{ kW}}$$

## 2.2. Les chaudières à vapeur

### 2.2.1. Tubes de fumées ou tubes d'eau

Pour des débits de vapeur n'excédant pas 20 T/ h et les pressions 25 bar effectifs, la chaudière peut être à **tubes de fumées**. Ces chaudières à grands volumes d'eau ont une grande inertie. Le surchauffeur éventuel doit être un échangeur extérieur au corps de la chaudière.



Les chaudières à **tubes d'eau** peuvent être des chaudières de grandes puissances, très hautes pressions et températures de surchauffes élevées. Ces chaudières sont composées de 2 ou 3 ballons horizontaux reliés entre eux par des tubes d'eau de diamètres inférieurs à 50 – 60 mm et par des « colonnes de recyclage » permettant une circulation naturelle de l'eau par thermosiphon.. Le **surchauffeur** est un faisceau tubulaire horizontal dans lequel circule toute la vapeur saturée produite par la chaudière. Ce faisceau est souvent placé au milieu du faisceau de tubes d'eau.

Les chaudières à tubes d'eau sont robustes et fiables : leur conception permet la libre dilatation des pièces, sans contraintes.

### 2.2.2. Contrôles permanents – autocontrôle

Concernant l'exploitation des chaufferies et la présence humaine, plusieurs formules sont envisageables, de la présence permanente à l'autocontrôle, avec des contraintes différentes, dont on peut citer quelques-unes :

<b>Présence permanente</b>	Personnel compétent en chaufferie ou dans un local voisin	- vérification au moins toutes les 2 heures du bon fonctionnement de l'installation. - intervention immédiate sur défaut
<b>Présence intermittente</b>	Personnel compétent dans l'enceinte de l'établissement	- vérification au moins toutes les 4 ou 8 heures du bon fonctionnement de l'installation. - intervention dans un délai de 10 mn sur défaut
<b>Télécontrôle</b>	Personnel compétent dans un poste de surveillance	- vérification au moins toutes les 24 heures du bon fonctionnement de l'installation. - intervention dans un délai de 30 mn sur défaut
<b>Autocontrôle</b>	Surveillance automatique	- vérification au moins toutes les 24 heures du bon fonctionnement de l'installation. - intervention dans un délai de 30 mn sur défaut

### 2.2.3. La qualité du traitement d'eau

Pour la conduite et l'entretien des chaudières vapeur, un point essentiel est le bon respect du traitement d'eau demandé par le constructeur.

- Les études statistiques indiquent que l'entartrage représente  
10 % des incidents sur les chaudières à « tubes d'eau ».  
6 % des incidents sur les chaudières à « tubes de fumées ».
- Des injections soigneusement dosées d'additifs à l'eau d'alimentation de la chaudière sont souhaitables, lorsqu'elles sont possibles.
- En **industrie alimentaire**, lorsque la vapeur est en contact avec les produits fabriqués, ou en **climatisation** où la vapeur peut être utilisée directement pour humidifier l'air, l'emploi de tout réactif volatil est limité par la législation en vigueur.
- Le **traitement de l'eau** d'alimentation dépend de la qualité de l'eau brute (et de celle des condensats recyclés lorsque c'est le cas), du type et de la pression de la vapeur

produite, des préconisations du constructeur et de l'usage de la vapeur. L'emploi d'un « dégazeur thermique » est toujours préconisé.

- **Analyses** (Mesures du pH , TH , TA , TAC ...) : Il faut analyser l'eau d'alimentation (eau d'appoint + eau de retour) et l'eau de la chaudière, au minimum une fois par jour. Ces analyses doivent être comparées aux préconisations du constructeur et doivent être notées sur le cahier de chaufferie.
- Lorsqu'une chaudière doit être maintenue à l'arrêt de façon prolongée, pour éviter les corrosions (principalement au niveau du plan d'eau), il faut assurer :
  - soit une conservation sèche (avec produits desséchants).
  - soit, plus simplement, une conservation humide par « noyage » de la chaudière.

#### **2.2.4. La réglementation sur les chaufferies vapeur**

La nouvelle réglementation Européenne est appelée « DIRECTIVE P.E.D. » (Pressure Equipment Directive).

Tous les appareils sous pression et les générateurs (chaudières), devront être à compter du **29 Mai 2002**, conformes à cette nouvelle réglementation Européenne des E.S.P. (Equipement sous pression), adoptée le 29 Mai 1997.

Y sont soumises toutes les chaudières vapeur dont la pression est supérieure à 0,5 bar et dont le volume est supérieur à 25 litres.

Quelques éléments relatifs à cette norme sont donnés en annexe.

La conformité de la construction est de la responsabilité du fabricant qui choisira « *la procédure d'évaluation de la conformité* » en fonction de la catégorie de la chaudière. La vérification de la conformité est faite par un organisme notifié (O.I.U).

Les chaudières devront porter le **marquage « CE »**

Le fabricant doit fournir une **notice d'instruction** contenant toutes les informations utiles à la sécurité, montage, mise en service, utilisations, maintenance et contrôles pour l'utilisateur.

#### **Mise en place d'une chaudière HP :**

Une « DECLARATION DE MISE EN SERVICE » doit être adressée au préfet lorsque la chaudière a une pression de service supérieure à 32 bar ou lorsque le volume est supérieur à 2400 litres, ou encore lorsque le produit « PS.V » excède 6000 bar.litres .

#### **Les générateurs de vapeur HP seront également soumis :**

- A un CONTROLE DE MISE EN SERVICE, demandé par l'exploitant à un organisme habilité, suivant que le générateur sera exploité *avec une présence humaine* ou bien *sans présence humaine*.
- A des INSPECTIONS PERIODIQUES , tous les 18 mois maxi, avec vérification intérieure.
- A des REQUALIFICATIONS PERIODIQUES , tous les 10 ans maxi. Ces contrôles, avec épreuve hydrauliques, seront réalisés sous la surveillance de la DRIRE ou d'un expert habilité.

Toutes les réparations ou modifications devront faire l'objet d'un dossier d'intervention rédigé par l'exploitant, avec *attestation de conformité* de l'intervention . Un *contrôle après intervention* devra être réalisé par un expert habilité.

L'exploitant doit rassembler et conserver toutes les informations sur les *équipements sous pression*, informations nécessaires à la sécurité, l'entretien, et les contrôles. Elles doivent inclure le *dossier technique de fabrication* , *PV des inspections et requalifications périodiques*, *récépissés de mise en service* et éventuellement, tous les renseignements traitant des *réparations*.

Tous incident grave occasionné par un *Equipement Sous Pression* doit être porté immédiatement à la connaissance du préfet.

### 2.2.5. Conditions d'emplacement

Les chaudières se classent, sous le rapport des conditions d'emplacement, en trois catégories, définies par le produit caractéristique :  $Pc = V.(t-100)$

t = température de la vapeur saturée correspondant à la pression, en degrés centigrades.

V = volume de l'ensemble de la chaudière, abstraction faite des tubes d'un diamètre au plus égal à 10 centimètres, en mètres cubes.

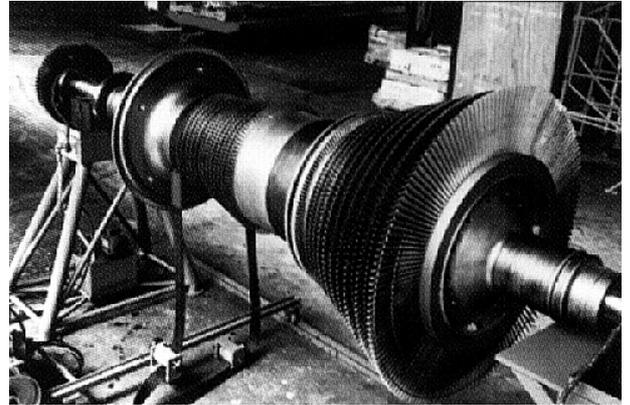
	Produit caractéristique PC en m <sup>3</sup> .°C	Emplacement
1 <sup>ère</sup> catégorie	> 200	Doit se trouver en dehors et à 10 m au moins de toute maison d'habitation et de tout bâtiment fréquenté par le public. Le local ne peut être surmonté d'un étage et doit être séparé par un mur de tout atelier voisin.
2 <sup>ème</sup> catégorie	50 < Pc ≤ 200	Doit se trouver en dehors de toute maison d'habitation et de tout bâtiment fréquenté par le public. Le groupe chaudière peut se trouver dans une construction contenant un local habité, à condition que ce local se trouve à 10 m au moins du groupe de générateurs ou soit séparé par un mur en solide maçonnerie de 45 cm au moins d'épaisseur, dans toute la section du bâtiment.
3 <sup>ème</sup> catégorie	≤ 50	Aucune condition particulière.



## 3. TURBINE A VAPEUR

### 3.1. Présentation

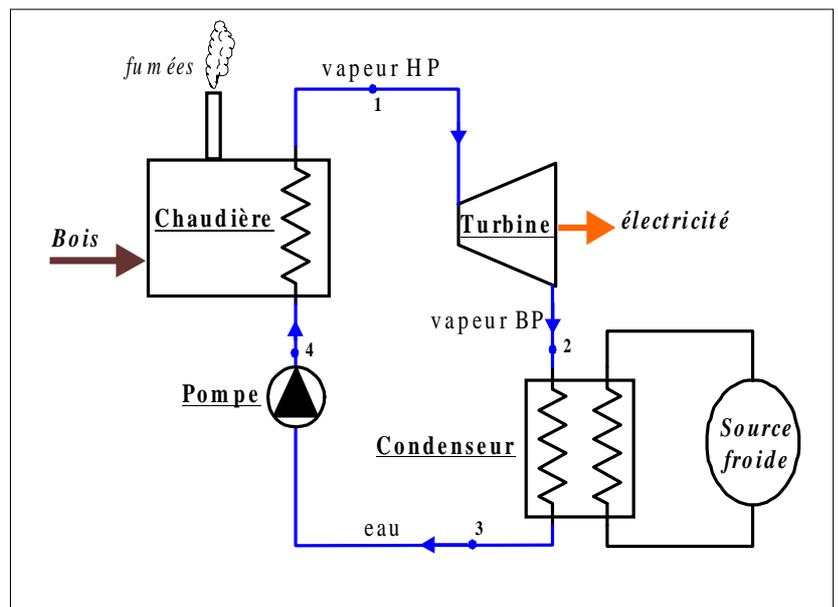
Les turbines à vapeur sont le système le plus utilisé pour la cogénération vapeur. Elles permettent simultanément la production d'électricité et la fourniture d'énergie thermique à un process industriel ou un réseau de chaleur.



source : Gemco

Une installation avec turbine à vapeur comporte au moins quatre éléments :

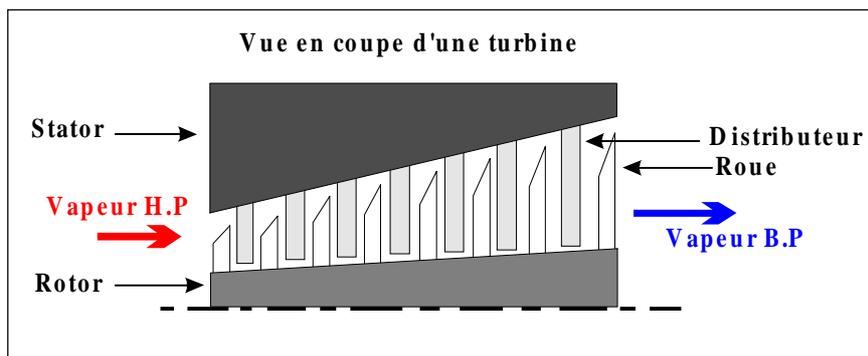
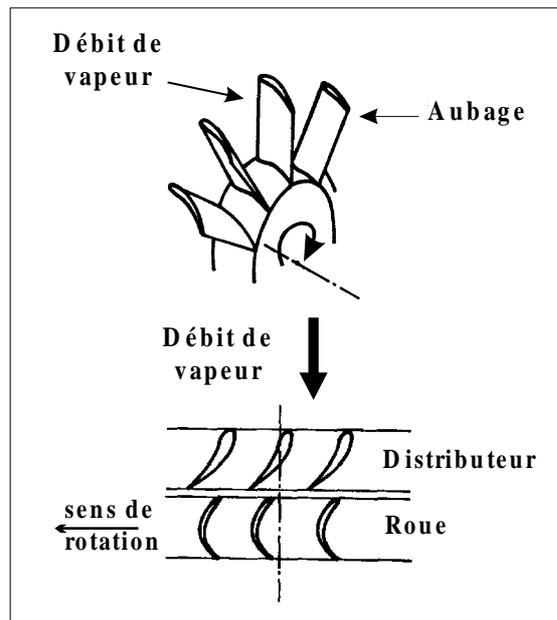
- une chaudière, où l'énergie thermique est fournie à la vapeur haute pression (plusieurs dizaines de bars);
- une turbine, dans laquelle la vapeur se détend, et dont l'arbre fournit le travail moteur ;
- un condenseur qui permet, grâce à une source froide (qui peut-être l'eau de retour d'un réseau de chaleur urbain par exemple), de liquéfier totalement la vapeur ;
- une pompe qui redonne au fluide la pression qu'il avait à l'amont de la turbine.



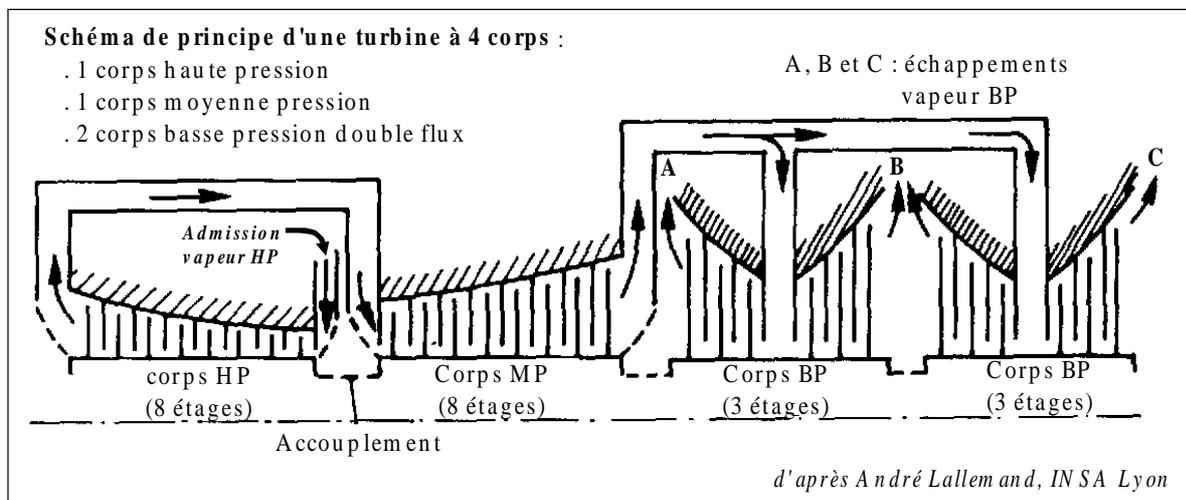
## 3.2. Principe de fonctionnement

### 3.2.1. Principe aérodynamique

Une turbine à vapeur est composée de couples *distributeur/roue*, chaque couple constituant un *étage*. Les *roues* sont fixées au *rotor*, élément mobile de la turbine, et munies d'*aubages* dont le rôle est de dévier la vapeur. Chaque *aubage* déviant un flux de vapeur reçoit de celui-ci un travail moteur. Ce travail moteur correspond à un transfert d'énergie : l'énergie de pression de la vapeur sur les *aubages* est transformée en énergie mécanique de rotation du *rotor* de la turbine.



Les *distributeurs* sont solidaires du *stator*, élément fixe de la turbine. Ils sont également munis d'*aubages* qui permettent la détente de la vapeur et une augmentation de la vitesse.



Le *corps* de turbine correspond à un ensemble *rotor/ stator*, relié à un arbre.

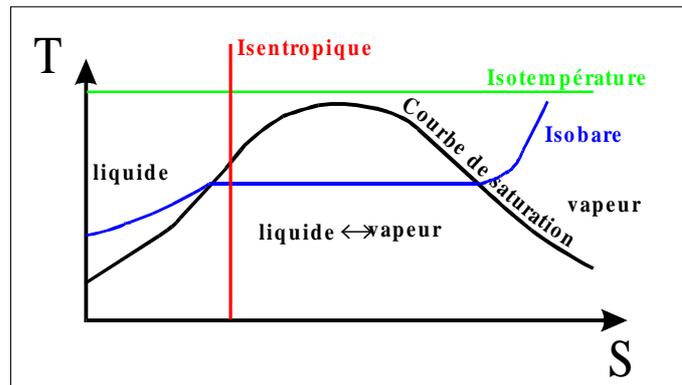
Selon leur puissance, les turbines sont monoétagées ou multiétagées, comportent un ou plusieurs corps, voire plusieurs arbres

On distingue d'un point de vue aérodynamique 2 types de turbines :

- les turbines à action, où la fourniture de travail aux aubages se fait uniquement au détriment de la vitesse de la vapeur ;
- les turbines à réaction, où la fourniture de travail se fait au détriment de la pression et de la vitesse de la vapeur

### 3.2.2. Principe thermodynamique

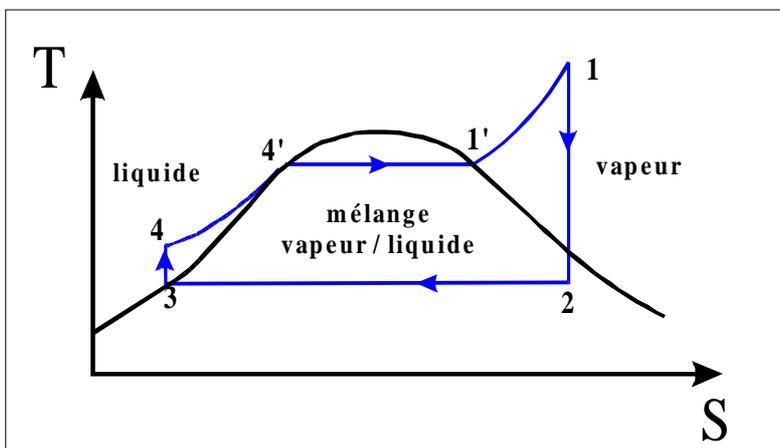
Pour comprendre le cycle thermodynamique théorique de la vapeur dans une installation de production d'électricité par turbine à vapeur, les thermiciens utilisent le diagramme T-s (Température; Entropie).



Dans ce diagramme, les transformations isentropiques sont représentées par des droites verticales, les transformations isobares sont des horizontales sous la courbe de saturation et suivent la forme indiquée dans les secteurs au dessus de la courbe de saturation. Enfin les isotempératures sont des droites horizontales dans l'ensemble du diagramme.

Le cycle parfait de la vapeur dans une installation avec turbine correspond au cycle de Hirn (comparable au cycle de Rankine, indiqué en pointillé, mais avec surchauffe de la vapeur au delà de la courbe de saturation). Il se compose de :

- 2 transformations isobares
- 2 transformations isentropiques



de 4 à 1 : transformation isobare → chauffage de l'eau, puis surchauffe de la vapeur à pression constante dans la chaudière

en 4' : apparition de la première bulle de vapeur

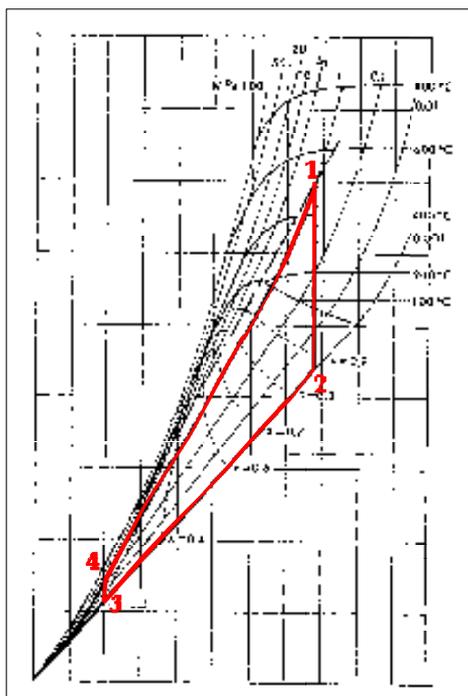
en 1' : disparition de la dernière goutte d'eau

de 1 à 2 : transformation isentropique (détente de la vapeur dans la turbine)

de 2 à 3 : transformation isobare (condensation de la vapeur dans l'échangeur)

de 3 à 4 : transformation isentropique (compression de l'eau liquide par la pompe)

Une autre représentation, que l'on retrouve notamment pour les calculs de rendement, est celle du diagramme de Mollier :



- de 4 à 1 : transformation isobare → chauffage de l'eau, puis surchauffe de la vapeur à pression constante dans la chaudière
- en 4' : apparition de la première bulle de vapeur
- en 1' : disparition de la dernière goutte d'eau
- de 1 à 2 : transformation isentropique (détente de la vapeur dans la turbine)
- de 2 à 3 : transformation isobare (condensation de la vapeur dans l'échangeur)
- de 3 à 4 : transformation isentropique (compression de l'eau liquide par la pompe)

La représentation dans le diagramme de Mollier a l'avantage de faire apparaître l'enthalpie, c'est à dire le contenu énergétique de la vapeur aux différentes étapes de son cycle. C'est cette représentation qui permet le mieux d'appréhender les questions de rendement.

### 3.2.3. Calculs de rendements

#### 3.2.3.1. "Rendement" électrique du cycle théorique

Sur le diagramme de Mollier, on constate :

- que l'énergie électrique théoriquement récupérable avec la détente de la vapeur (en faisant abstraction de toutes pertes dans la conversion thermique/ mécanique/ électrique) correspond à la différence d'enthalpie (h1-h2) ;
- que l'énergie fournie à l'eau, puis la vapeur, par la pompe et la chaudière, correspond à la différence (h1-h3), que l'on peut décomposer en (h1-h4), l'énergie fournie par le combustible via la chaudière, et (h4-h3), l'énergie fournie par la pompe.

On considère que la variation d'enthalpie liée au pompage (h4-h3) est négligeable par rapport aux variations enthalpiques des autres transformations.

On définit ainsi ce que nous appellerons le "*rendement électrique du cycle théorique*" (appelé par les thermiciens "*rendement thermique théorique*") :

$$\eta_{\text{éct}} = \frac{\text{électricité théoriquement récupérable lors de la détente}}{\text{énergie fournie par la chaudière}} = \frac{h1 - h2}{h1 - h3}$$

Ce rendement est uniquement lié aux niveaux de pression/ température (et donc d'enthalpie) de la vapeur en sortie de chaudière et de turbine.

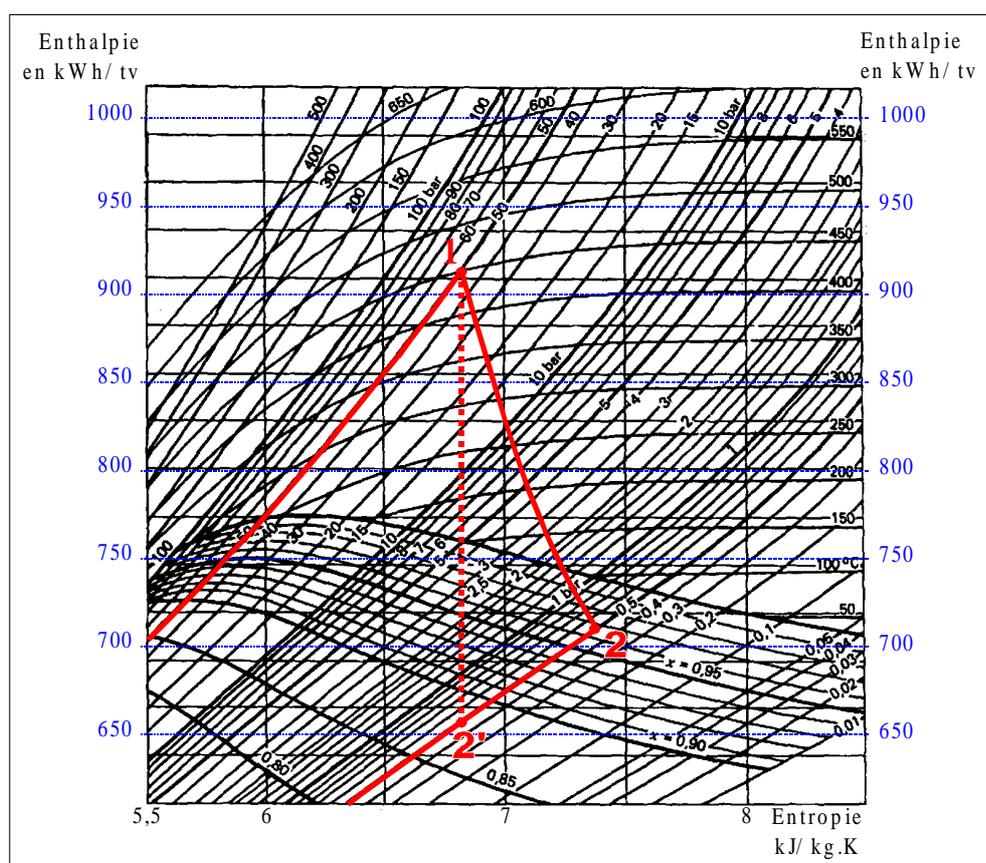
### 3.2.3.2. Rendement isentropique

Le cycle présenté dans les diagrammes (T,s) et (h,s) ci-dessus est un cycle théorique, avec compression de l'eau liquide et détente de la vapeur à entropie constante. Dans la réalité, les évolutions dans les machines ont lieu avec une augmentation d'entropie.

La variation d'entropie lors de la compression de l'eau restant négligeable par rapport aux autres transformations, on peut analyser la partie détente du cycle.

Le rendement isentropique de la turbine est lié à la qualité de la turbine elle-même, mais également aux niveaux de pression/ température en entrée et sortie de turbine : une détente dans la zone diphasique (A) a un moins bon rendement isentropique qu'une détente de vapeur surchauffée (B).

$$\eta_s = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_2'}$$



Le rendement isentropique d'une turbine à vapeur varie en fonction de l'importance de la détente en zone diphasique par rapport à la détente en zone surchauffée : **de 60% pour une détente essentiellement diphasique à 90% pour une détente exclusivement en zone surchauffée** (type turbines à contrepression).

**A noter que le rendement isentropique ne traduit pas une perte d'énergie mais un taux de conversion de la chute enthalpique en énergie électrique : la différence (h<sub>2</sub>-h<sub>2'</sub>) reste disponible pour un usage thermique.**

### 3.2.3.3. Rendement mécanique de la turbine

Le rendement mécanique de la turbine prend en compte les pertes liées au transfert de l'énergie fournie par la vapeur en énergie mécanique de rotation du rotor. Les turbines actuelles ont des rendements mécaniques ( $\eta_m$ ) de **85 à 95%**.

### 3.2.3.4. Rendement de l'alternateur

Le rendement de l'alternateur ( $\eta_a$ ) prend en compte les pertes liées à la conversion de l'énergie de rotation de l'arbre de l'alternateur en énergie électrique. Il est de l'ordre de **95%**.

### 3.2.3.5. Rendement électrique de la centrale

On détermine le rendement électrique de la centrale de production d'électricité par rapport à l'énergie fournie à la chaudière :

$$\eta_{el} = \frac{\text{électricité fournie aux bornes de l'alternateur}}{\text{énergie calorifique fournie par le combustible à la chaudière}}$$

soit :

$$\eta_{el} = \frac{\eta_s \times \eta_m \times \eta_{al} \times (h_1 - h_2)}{\eta_{ch} \times (h_1 - h_3)}$$

( $\eta_{ch}$ =rendement de la chaudière)

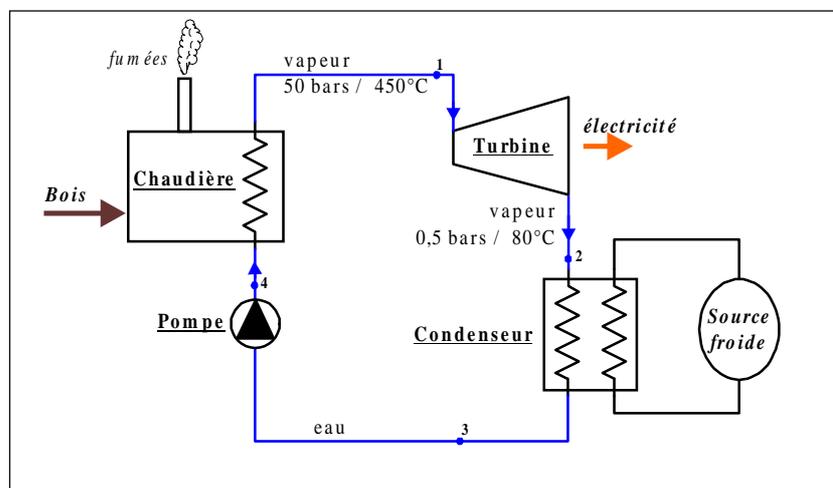
$$\eta_{el} = \eta_{ch} \times \eta_{éct} \times \eta_s \times \eta_m \times \eta_{al}$$

### Application numérique :

Une chaudière produit, avec un rendement de 80% sur PCI, de la vapeur à 50 bars et 450°C, détendue dans une turbine jusqu'à 0,5 bar.

On considère un rendement isentropique de 80%, un rendement mécanique de turbine de 95% et un rendement de l'alternateur de 95%.

**La représentation dans le diagramme de Mollier ci-dessus correspond à ces hypothèses.**



### Enthalpies :

- de la vapeur sortie chaudière (h1) : 920 kWh/ t
- de la vapeur sortie turbine dans le cycle réel (h2) : 710 kWh/ t
- de la vapeur sortie turbine dans le cycle théorique (h2') : 660 kWh/ t
- de l'eau liquide à 0,5 bars (h3) : 90 kWh/ t

La vapeur à l'entrée du condenseur est à une température de 80°C : pour utiliser l'énergie thermique résiduelle, récupérable au niveau du condenseur, il faut disposer soit d'un réseau basse température (température départ inférieure à 75°C), soit pouvoir préparer de l'eau chaude sanitaire ou encore préchauffer un fluide process.

rendement électrique du cycle théorique	31 %
énergie consommée par la chaudière	1 030 kWhPCI/ tv
énergie électrique récupérée par tonne de vapeur	190 kWhé/ tv
énergie thermique résiduelle en sortie de turbine	620 kWhth/ tv
rendement électrique de l'installation	18,5 %
rendement thermique maximal de l'installation (si toute l'énergie thermique résiduelle peut être valorisée)	60 %
rendement global maximal	78,5 %

Pour une installation d'une capacité de 10t/ h de vapeur :

Puissance de la chaudière	8 260 kW
Puissance de la turbine	1 900 kWé
Puissance thermique disponible	6 200 kWth
Consommation de bois (soit, pour 3 MWhPCI/tonne)	10 300 kWhPCI/ h 3,4 t/ h

### 3.3. Différents types de turbines et combinaisons possibles

#### 3.3.1. Les turbines à contrepression

Dans une turbine à contrepression, les niveaux de pression et de température de la vapeur en sortie de turbine sont tels que le fluide en sortie est strictement en phase gazeuse (uniquement de la vapeur, pas de condensation). En pratique, cela signifie que la pression de vapeur en sortie de turbine est au minimum de quelques bars (3 à 5 bars) mais peut également être plus élevée (10 à 15 bars) en fonction des besoins en aval de la turbine.

L'intérêt d'une turbine à contrepression est en effet qu'à sa sortie, la vapeur a encore une enthalpie suffisante pour pouvoir être utilisée soit pour un process industriel, soit pour du chauffage d'eau chaude, d'un réseau de chaleur...

L'inconvénient tient à la limitation thermodynamique du cycle : le rendement électrique du cycle théorique est médiocre.

Avec une pression de sortie de 3 bars, le rendement électrique global de l'installation peut difficilement dépasser 15 à 18% selon les pressions d'admission.

En revanche, les niveaux d'investissement sont inférieurs à ceux des turbines à condensation. Le cas type d'utilisation de ce type de turbines est une centrale qui doit de toutes façons produire de la vapeur (pour un process industriel, un réseau de chaleur...) et pour lequel on peut justifier la production d'électricité, même avec un rendement faible, par le seul surcoût d'une surchauffe de la vapeur et un investissement raisonnable pour la turbine.

#### 3.3.2. Les turbines à condensation

Dans une turbine à condensation, la vapeur est détendue en dessous de la courbe de saturation, dans la zone de mélange diphasique. On peut descendre jusqu'à des niveaux de pression de l'ordre de 40 mbars.

D'un point de vue purement technique, la détente d'un fluide condensable sous sa courbe de saturation implique l'apparition de condensats dans la turbine. La fraction liquide doit alors être extraite : on utilise, entre chaque étage de la turbine, des purgeurs qui permettent l'extraction des condensats.

Le rendement électrique du cycle théorique peut être pratiquement doublé par rapport à un échappement à 3 bars et, même si le rendement isentropique est moins bon que lorsque l'on reste au dessus de la courbe de saturation, **le rendement électrique global de la centrale est nettement amélioré : il peut atteindre jusqu'à 25-30%**.

En sortie de turbine, la température est basse : 30°C à 40 mbars, 46°C à 100 mbars, 80°C à 500 mbars... L'énergie thermique résiduelle, qui est importante puisqu'elle représente environ 60% de l'énergie fournie à la chaudière par le combustible, ne peut être récupérée que si l'on dispose d'une source froide en quantités suffisante : chauffage basse température, préchauffage d'eau chaude sanitaire, préchauffage de vapeur process... Si tel n'est pas le cas, le rendement énergétique global de l'installation est médiocre.

Le cas type d'utilisation d'une turbine à condensation simple est celui d'une centrale de production d'électricité, sans valorisation de chaleur ou une valorisation très marginale.

Une option intéressante est de n'abaisser à très basse pression qu'une partie de la vapeur, l'autre étant soutirée à une pression plus élevée, et à une température qui permet une valorisation thermique : c'est possible soit en combinant les 2 types de turbines, soit en effectuant un soutirage.

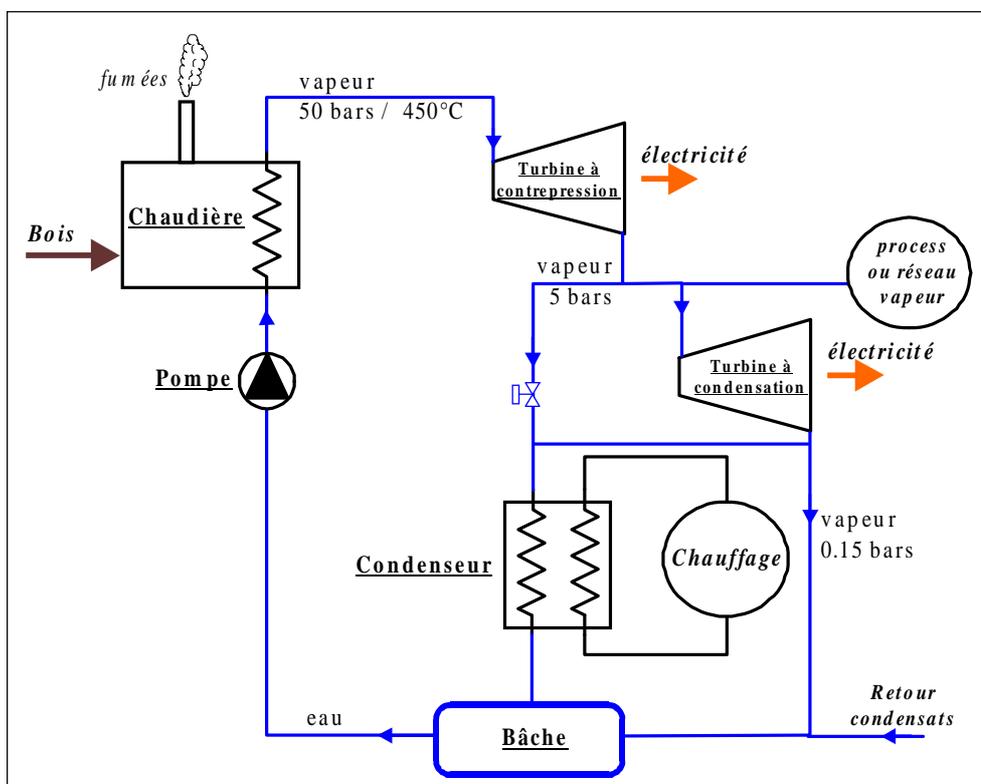
### 3.3.3. La combinaison des deux types de turbine

Dans une installation de cogénération, où l'on souhaite produire de l'électricité en complément d'une valorisation thermique de l'énergie, il peut être intéressant de mettre en place, en série, deux turbines : l'une à contrepression, l'autre à condensation.

Ce type de montage est particulièrement approprié dans le cas d'un process industriel à fonctionnement intermittent. A titre d'exemple, pour un process industriel qui aurait des besoins de vapeur 3 bars pendant 1 heure toutes les 2 heures, le reste de ses besoins thermiques se limitant à du chauffage de locaux. La vapeur serait produite à haute pression (30 à 50 bars), puis injectée dans une turbine à contrepression 3 bars. En sortie de turbine, la vapeur serait envoyée, selon les besoins soit :

- vers le condenseur, pour les besoins de chauffage ;
- vers l'usine pour les besoins de process ;
- vers une turbine à condensation, où elle est détendue à 150 mbar.

Une telle combinaison peut permettre de gagner plusieurs points de rendement électrique de centrale, par rapport à une simple turbine à contrepression.



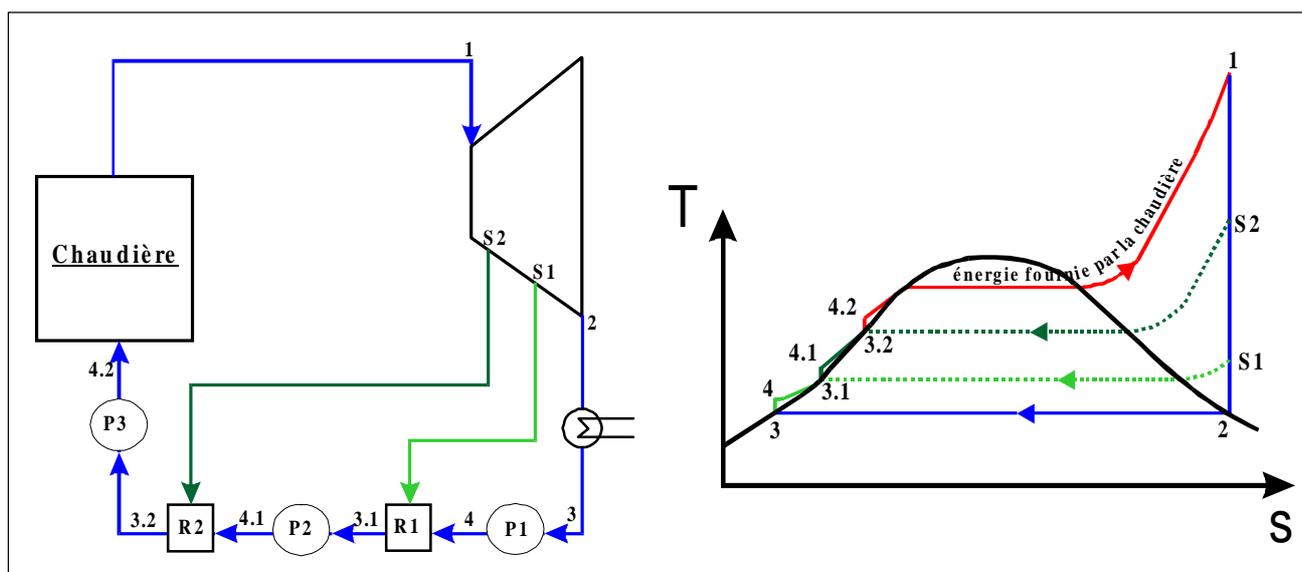
### 3.3.4. Le soutirage

Le soutirage consiste à extraire une partie du flux de vapeur entre deux étages de la turbine, avant sa détente complète. Il est possible d'effectuer un ou plusieurs soutirages sur une turbine, à contrepression ou à condensation.

Dans le cas le plus simple, le soutirage est effectué pour permettre un usage thermique de process ou de chauffage haute température, et le mode de fonctionnement se rapproche alors de celui présenté ci-dessus avec l'association de deux turbines. La différence est que, dans le cas d'un soutirage, les parties contrepression et condensation sont réunies dans une même turbine, et plusieurs pressions d'utilisation sont envisageables.

Le soutirage est également utilisé pour améliorer le rendement électrique de la centrale : de la vapeur est soutirée de la turbine avant détente complète et utilisée pour le réchauffage de l'eau d'alimentation de la chaudière. Ce réchauffage se fait dans des réchauffeurs à mélange. L'intérêt de cette technique tient au fait que l'on minimise l'apport d'énergie thermique au fluide. Bien que cela se fasse aux dépens de la production d'électricité (puisque le débit de vapeur dans la turbine est réduit en aval du point de soutirage), on constate que chaque soutirage permet une amélioration du rendement, du fait de l'importance de la chaleur latente de vaporisation de l'eau. Cependant, plus le nombre de soutirages / réchauffages augmente, moins l'amélioration du rendement électrique est sensible : l'étude de dimensionnement a pour but de chiffrer le nombre et les pressions de soutirage optimums pour une centrale donnée, qui dépendent du rapport surcoût d'investissement / amélioration du rendement électrique. On peut atteindre jusqu'à 5% d'amélioration du rendement électrique (ce qui implique une baisse de l'ordre de 5% du rendement global de l'installation).

Les technologies à mettre en œuvre sont coûteuses (pompes supplémentaires et surtout échangeurs mélangeurs) et a priori réservées à des unités de production de plusieurs dizaines voire centaines de mégawatts.



### 3.3.5. Cycle avec resurchauffe

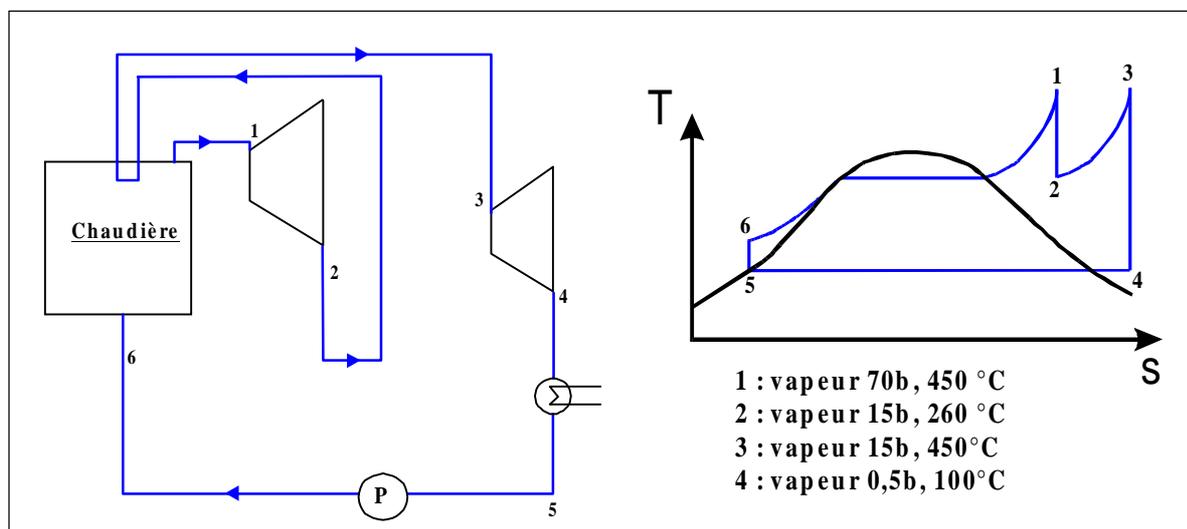
Le cycle de resurchauffe consiste, après une première détente de la vapeur dans une turbine à contrepression, à réinjecter celle-ci dans un surchauffeur, pour la remonter jusqu'à la température initiale, à la pression intermédiaire. Elle est ensuite détendue dans une turbine à condensation. L'intérêt de ce cycle est que l'énergie thermique fournie lors de la resurchauffe est, au rendement de turbine près, intégralement récupérée sous forme d'électricité.

La contrepression de la première turbine permettant d'optimiser la resurchauffe est déterminée par la formule suivante :

$$P_{\text{contrepression intermédiaire}} = 0.25 * P_{\text{sortie chaudière}}$$

Les rendements électriques peuvent être améliorés de 5 à 8% (on peut également envisager plusieurs cycles de resurchauffe) et atteindre voire dépasser les 30%.

Là encore, les surcoûts importants pour mettre en œuvre ces technologies les réservent à des niveaux de puissance élevés (plusieurs dizaines voire centaines de mégawatts).

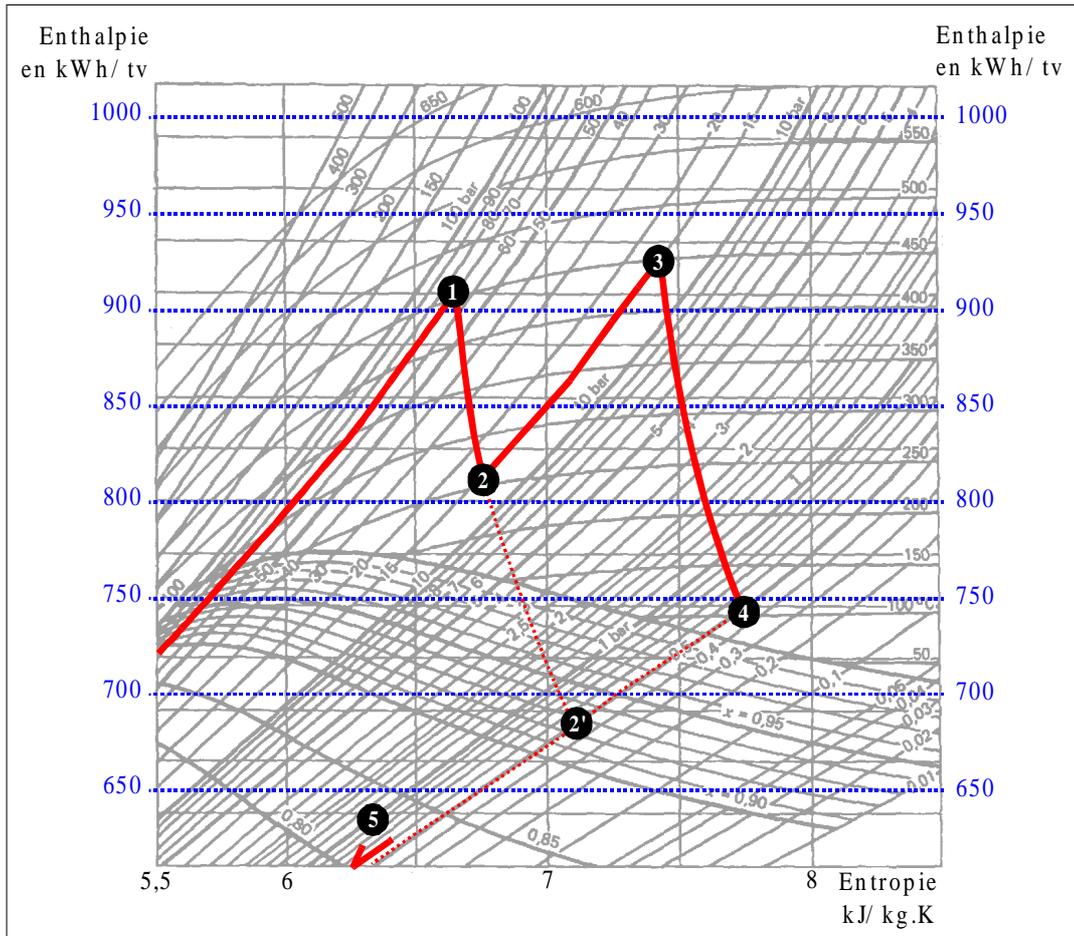


#### ⊗ Amélioration du rendement :

Le calcul du rendement électrique se fait en considérant deux niveaux de récupération d'énergie électrique (entre 1 et 2 puis entre 3 et 4) et deux niveaux de fourniture d'énergie par la chaudière (entre 6 et 1 puis entre 2 et 3).

$$\eta = \frac{(h1 - h2) + (h3 - h4)}{(h1 - h6) + (h3 - h2)}$$

## Application numérique



On peut calculer l'impact d'une resurchauffe sur le rendement électrique d'une centrale sur la base des données suivantes :

- vapeur produite à 70 b / 450°C ;
- vapeur utile en aval de la détente à 0,5b.

Dans un premier cas, on fait une simple détente en turbine à condensation, entre 1 et 2'. Le rendement électrique est alors le suivant :

$$\eta = \frac{(h1 - h2')}{(h1 - h5)}$$

$$h1 = 905 \text{ kWh/ t ; } h2' = 690 \text{ kWh/ t ; } h5 = 50 \text{ kWh/ t}$$

$$\eta_{el} = \mathbf{25,1\%}$$

Dans un second cas, la vapeur est dans un premier temps détendue à 15b (2), resurchauffée à 450°C (3) puis détendue à 0,5b (4). Le rendement électrique est alors le suivant :

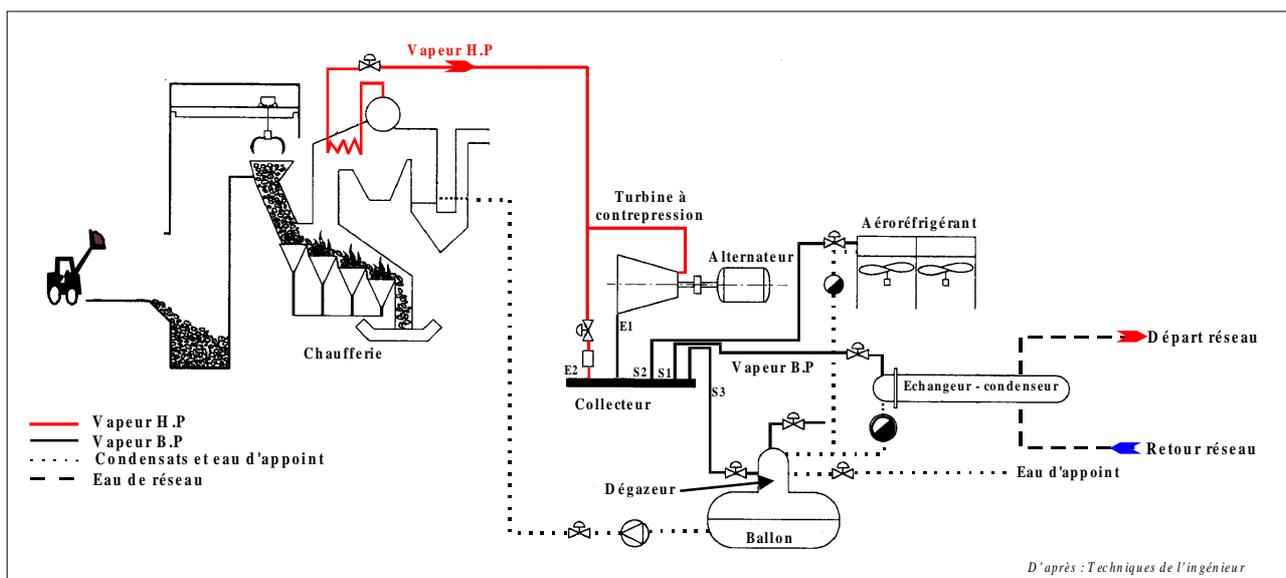
$$\eta = \frac{(h1 - h2) + (h3 - h4)}{(h1 - h5) + (h3 - h2)}$$

$$h2 = 812 \text{ kWh/ t ; } h3 = 925 \text{ kWh/ t ; } h4 = 745 \text{ kWh/ t}$$

$$\eta_{el} = \mathbf{28,2\%}$$

### 3.4. Schéma type d'une installation de cogénération avec une turbine à vapeur

Une chaudière bois produit de la vapeur haute pression (H.P), envoyée à l'admission d'une turbine à vapeur couplée à un alternateur produisant de l'électricité. La vapeur basse pression (B.P) obtenue en sortie de turbine est envoyée dans le collecteur (E1). Quand les besoins thermiques du réseau de chaleur sont trop importants, de la vapeur H.P., soutirée en amont de la turbine, peut être déviée et envoyée directement dans le collecteur (E2), afin d'augmenter la température et le débit de vapeur.



En aval du collecteur, la première sortie (S1) alimente le condenseur, élément de récupération de la chaleur pour le réseau de chaleur. Les condensats obtenus sont envoyés vers un ballon/dégazeur.

Si à un moment de l'année les besoins thermiques du réseau sont faibles et que l'augmentation de la production d'électricité ne suffit pas à palier cette baisse de consommation, il peut être nécessaire d'évacuer la chaleur excédentaire par des aéroréfrigérants (S2). Ceci concerne 2 cas :

- lorsque l'objectif de l'installation est d'éliminer un produit combustible trop volumineux pour être stocké (produits connexes de l'industrie du bois, déchets divers dans les usines d'incinération ...) et non valorisable par ailleurs ;
- lorsque les contraintes d'achats d'électricité par le réseau imposent une fourniture y compris sur les périodes où il n'y a pas de besoins thermique.

Dans le ballon dégageur, les condensats sont réchauffés par un apport de vapeur B.P (S3). Cette injection de vapeur sert au dégazage et à la neutralisation du dioxygène et du dioxyde de carbone qui, lorsqu'ils sont dissous dans l'eau, la rendent agressive<sup>1</sup> et corrosive<sup>2</sup>. La solubilité dans l'eau de ces gaz chute fortement avec l'augmentation de température, d'où l'injection de vapeur, qui permet d'extraire les gaz de l'eau.

<sup>1</sup> L'agressivité d'une eau est son pouvoir dissolvant à l'égard du calcaire. Le facteur agressif de l'eau est le CO<sub>2</sub> dissous dans l'eau. Une eau agressive empêche le calcaire de se déposer en fine couche ou détruit le calcaire éventuellement pré-existant. Ceci laissant le métal sans protection face à l'attaque corrosive.

<sup>2</sup> La corrosivité d'une eau est son pouvoir dissolvant à l'égard des métaux. Les facteurs corrosifs sont les CO<sub>2</sub> et O<sub>2</sub> dissous dans l'eau.

### 3.5. Données techniques et économiques

on trouve des turbines à vapeur dans une gamme de quelques dizaines de kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts, le critère limitatif étant plus lié aux coûts d'investissement qu'à la faisabilité théorique des machines.

Vitesse de rotation : 5000 à 15 000 trs/ mn

	<b>Rendement électrique</b>
Turbine à contrepression	De 12 à 20%
Turbine à condensation	20 à 30 %

#### ⊗ Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement présentés correspondent à la fourniture d'un groupe turbo-alternateur complet (turbine, réducteur de vitesse, alternateur et périphériques).

	<b>Niveaux de puissance</b>	<b>Niveaux de rendements électriques</b>	<b>Coûts d'investissement en F/ kWé</b>
<b>Turbo-alternateur à contrepression</b>	100 à 500 kWé	10 à 12 %	4 à 5 000
	500 kWé à 1,5 MWé	12 à 14 %	3 à 4000
	1,5 à 5 MWé	12 à 15 %	2 à 2 500
	5 à 10 MWé	15 à 20 %	2 à 2 500
<b>Turbo-alternateur à condensation</b>	500 kWé à 1,5 MWé	15 à 20 %	4 à 8 000
	1,5 à 10 MWé	20 à 25 %	2,5 à 5 000

Les coûts d'exploitation de ces ensembles sont de l'ordre de **1 à 3% des coûts d'investissement** pour les ensembles à contrepression, et **4 à 5% des coûts d'investissement** pour les ensembles à condensation.

### 3.6. Constructeurs

Il existe de nombreux constructeurs de turbines à vapeur. Presque tous présentent des références sur des installations industrielles fonctionnant à partir de biomasse (bagasse et autres sous-produits agro-industriels).

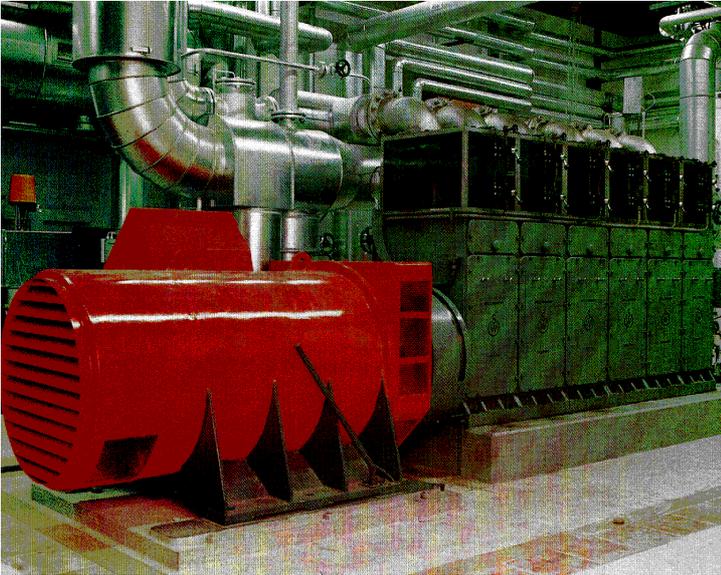
Le tableau suivant en présente quelques uns :

<b>Constructeur</b>	<b>Adresse</b>	<b>Remarques</b>
- Interpec, turbine Coppus Murray	37, rue Marboeuf, 75 008 Paris France	Gamme de puissance de quelques centaines de kW à 15 MWé. Plusieurs références en Allemagne.
- Gemco	ZI du Pont long, 64140 Lons France	Turbines reconditionnées, à contrepression ou condensation.
- Thermodyne	Tour Framatome, cedex 16 92084 Paris La Défense, France	
- Alstom Power	3, avenue André Malraux 92309 Levallois Perret cedex, France	Plusieurs références de centrales clé en main en Allemagne, dans une gamme à partir de 5 MWé.
- BEFFIC (KKK)	7, rue du Théâtre, 91300 Massy France	
- Dresser Rand	32, Bd W. Churchill, cedex 7013, 76080 Le Havre, France	



## 4. LE MOTEUR A VAPEUR

### 4.1. Présentation



Le moteur à vapeur est chronologiquement le premier principe technique permettant de transformer de l'énergie thermique en énergie mécanique. De nombreuses versions ont été conçues, mais on peut considérer que l'ancêtre du moteur à vapeur actuel est le moteur de Watt à double détente.

Source : Spilling

### 4.2. Principe de fonctionnement

#### 4.2.1. Principe mécanique

Le moteur à vapeur est un moteur alternatif à combustion externe. C'est le mouvement vertical des pistons, actionnés par le flux de vapeur, qui permet par le biais d'un arbre à came et d'un vilebrequin de faire tourner l'arbre relié à l'alternateur.

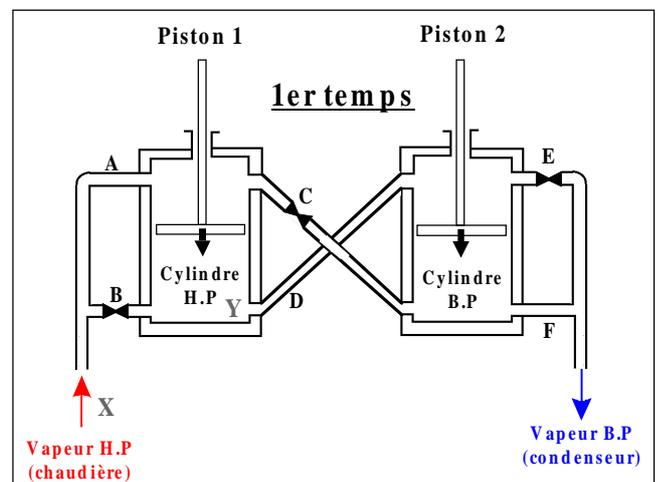
La vapeur subit une double détente

#### ⊗ 1<sup>er</sup> temps

- Les pistons 1 et 2 sont en position haute
- Les vannes B,C,E sont fermées

La vapeur X, à haute pression, en provenance de la chaudière est injectée dans le cylindre H.P par la vanne A, repoussant ainsi le piston 1 vers le bas.

Le déplacement du piston 1 et l'ouverture de la vanne D entraînent la vapeur Y dans le cylindre B.P. et engendrent la descente du piston 2. La vapeur Z est évacuée vers le condenseur par la vanne F.



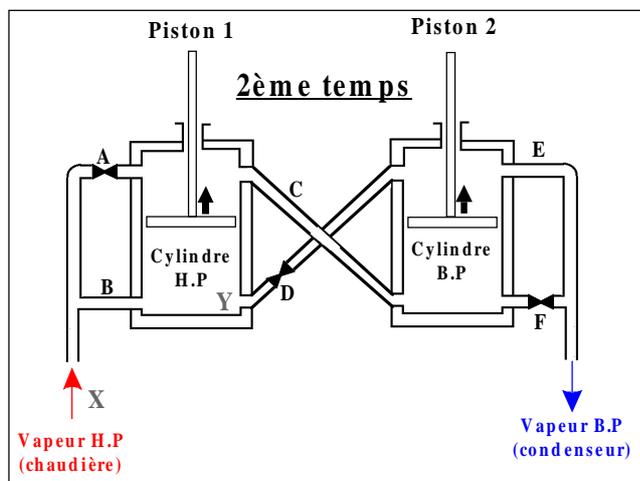
Les 2 pistons sont alors en position basse, la vapeur X a subit une première détente, la vapeur Y a subit la seconde détente.

⊗ **2<sup>ème</sup> temps**

- Les pistons 1 et 2 sont en position basse
- Les vannes A, D, F sont fermées .

Une quantité X' de vapeur H.P pénètre par la vanne B, faisant remonter le piston 1. Cette remontée chasse la vapeur X par la vanne C vers le cylindre B.P pour y subir une nouvelle expansion. La remontée du piston 2 permet l'évacuation de la vapeur Y vers le condenseur.

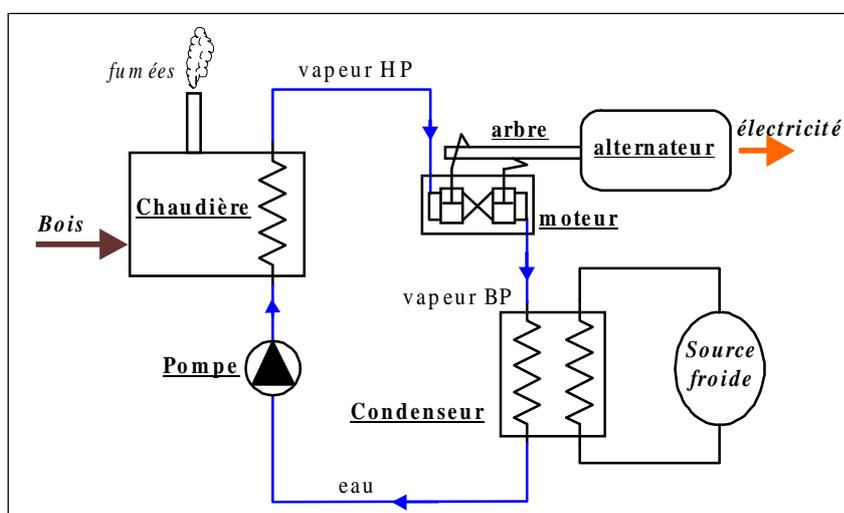
Les deux pistons sont alors en position haute et le cycle peut recommencer.



A partir du mouvement vertical des deux pistons, un jeu d'arbres à cames et vilebrequins permet la rotation de l'arbre de l'alternateur et la production d'électricité.

### 4.2.2. La cogénération par moteur à vapeur

Le principe est comparable à celui d'une cogénération avec turbine à vapeur : de la vapeur H.P est produite dans une chaudière puis détendue dans le moteur à vapeur, permettant la mise en rotation du rotor d'alternateur et la production d'électricité. La vapeur détendue est ensuite dirigée vers un condenseur où elle retourne à l'état liquide en échangeant sa chaleur latente de vaporisation avec l'eau d'un réseau de chauffage.



Le cycle thermodynamique est identique à celui présenté pour les turbines à vapeur.

### 4.3. Données techniques et économiques

Puissance électrique	120 à 1500 kWé
Pression de vapeur en entrée	12 à 30 bars
Pression de vapeur en sortie	0,5 à 1 bar
Vitesse de rotation de l'arbre	1000 trs/ mn
Rendement électrique total	15 à 20%
Rendement thermique	55 à 60%
Rendement global de centrale (si toute l'énergie thermique peut être valorisée)	75 %

Par rapport aux turbines à vapeur, le moteur présente plusieurs avantages en petite puissance :

- rendement électrique plus élevé ;
- pression de vapeur d'admission un peu inférieure ;
- vitesse de rotation de l'arbre moins élevée (ce qui est un avantage en termes de lubrification et d'usure des pièces).

#### ⊗ Coûts d'investissement et d'exploitation

Les coûts d'investissement comprennent le moteur à vapeur, ses périphériques et le raccordement au réseau électrique. Ils sont de l'ordre de **4 à 6 000 F/kWé**.

Les coûts d'exploitation annuels, pour une durée de fonctionnement de 5000 heures/ an, sont de l'ordre de **3% de l'investissement**.

### 4.4. Constructeurs

Il y a deux constructeurs de moteurs à vapeur en Europe :

Constructeur	Adresse	Remarques
- SPILLINGWERK GmbH	Werftstrasse 5 – D-20457 Hamburg Allemagne	Spécialiste des installation utilisant de la biomasse : une vingtaine de références en Europe, dont un quinzaine en Allemagne.
- Energieprojekt AB	Dammvägen 7 – S-57175 Nässjö Suède	



## 5. CYCLE ORGANIQUE DE RANKINE (ORC)

### 5.1. Présentation

La cogénération par cycle organique de Rankine renvoie par certains aspects aux cycles de vapeur déjà décrits pour la turbine ou le moteur à vapeur : un fluide de travail est mis sous pression puis vaporisé par apport d'énergie thermique, détendu dans une turbine reliée à un alternateur pour la production d'électricité puis condensé par échange avec une source froide (laquelle récupère alors de l'énergie thermique qui peut être utilisée ensuite pour du chauffage ou du process).

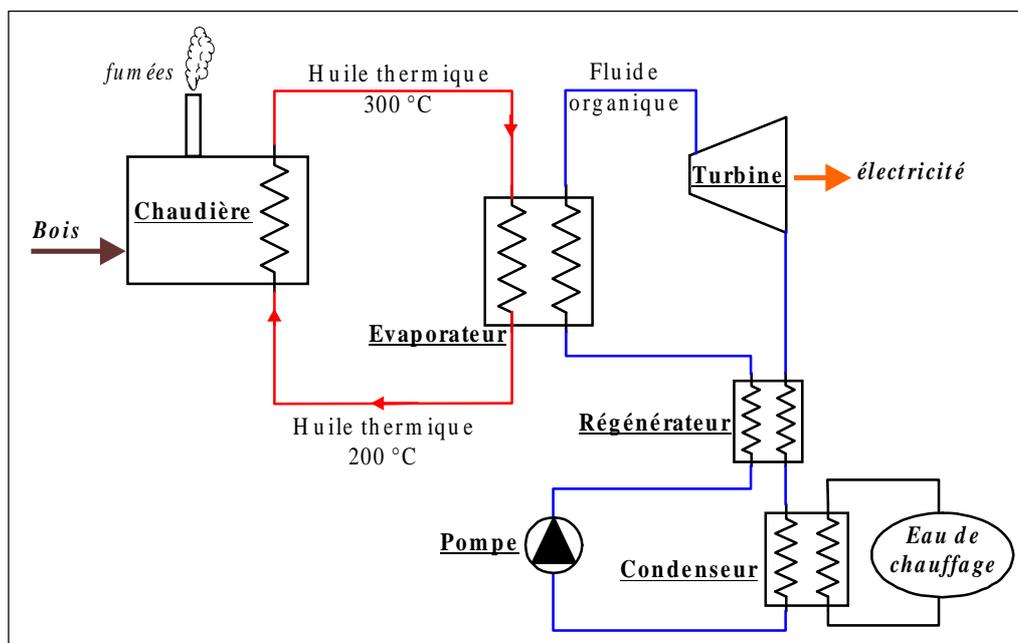
La particularité du cycle organique de Rankine tient :

- d'une part au fluide de travail utilisé : il s'agit non pas de vapeur d'eau mais d'un fluide organique, généralement à base de silicone ;
- d'autre part à l'utilisation d'huile thermique haute température (autour de 300 °C) pour vaporiser le fluide de travail.

### 5.2. Principe de fonctionnement

#### 5.2.1. Principe de l'ORC

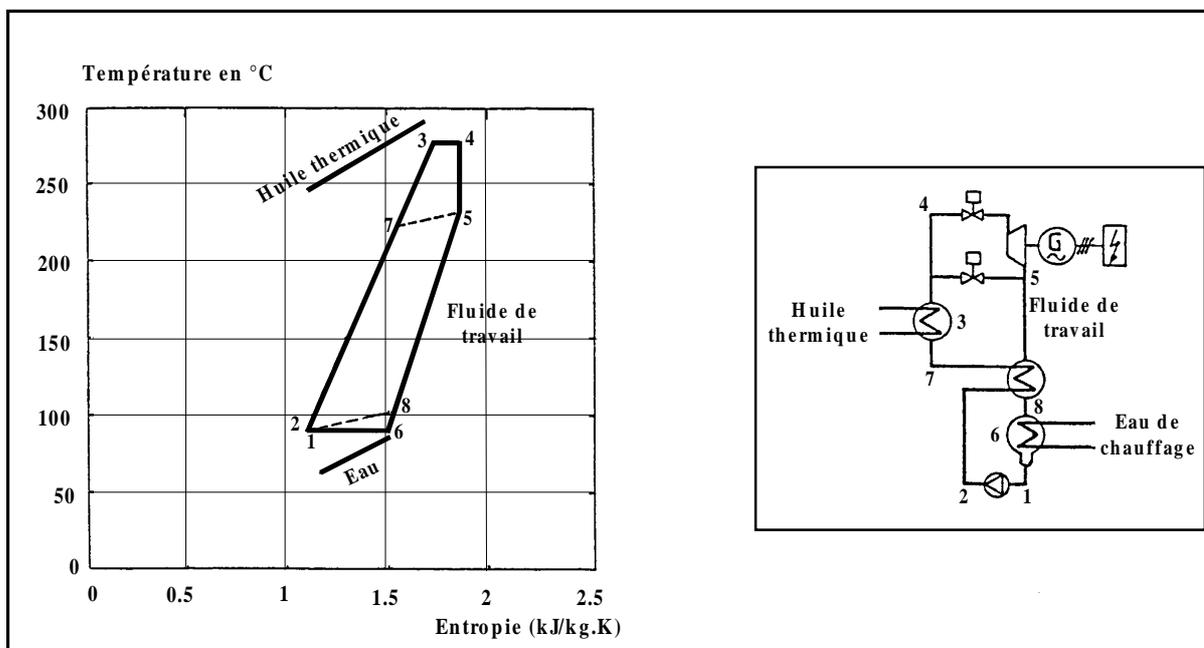
Le turbogénérateur consiste en deux circuits de fluides : un fluide caloporteur qu'est l'huile thermique et un fluide de travail qu'est la silicone.



Une chaudière bois génère de l'huile thermique à 300 °C, envoyée dans l'évaporateur du turbogénérateur d'où elle ressort entre 200 et 250°C. Elle peut alors être utilisée pour des besoins

thermiques (eau chaude, eau surchauffée ou vapeur saturée basse pression) et/ ou renvoyée dans la chaudière.

Le fluide organique sous pression est réchauffé et vaporisé dans l'évaporateur avant d'être injecté dans une turbine. Après détente, il traverse un régénérateur pour un pré-refroidissement, puis un condenseur avec récupération de la chaleur latente de condensation pour le chauffage d'un réseau d'eau chaude. Le fluide est ensuite comprimé avant introduction dans le régénérateur pour un pré-chauffage, dernière étape du cycle.



### 5.2.2. Cycle thermodynamique du fluide organique

On retrouve les étapes présentées sur le diagramme (T ; s) :

7→ 3→ 4 : Evaporation du fluide organique (apport d'énergie par l'huile thermique)

4→ 5 : Détente du fluide organique (production d'électricité)

5→ 8 : Refroidissement de la vapeur détendue (lors de la traversée du régénérateur)

8→ 6→ 1 : Condensation du fluide organique (transfert d'énergie vers le réseau urbain)

1→ 2 : Pompage et compression du liquide organique

2→ 7 : Préchauffage du liquide organique (traversée du régénérateur)

### 5.3. Données techniques et économiques

La cogénération par cycle organique de Rankine présente, d'un point de vue technique, certains avantages par rapport aux technologies vapeur précédemment présentées

- l'huile thermique à 300 °C est sous la forme liquide à pression atmosphérique ce qui permet une réduction des dangers donc des coûts de production par rapport à la production d'un fluide thermique à haute-pression.
- l'huile thermique possède une inertie importante donc une faible sensibilité aux instabilités de charges de la chaudière.
- la faible vitesse de rotation de la turbine (3000 trs/ mn) permet de la coupler directement à l'alternateur sans interposer un démultiplicateur de vitesse.
- du fait de la forme du diagramme (h ; s), du silicone, on peut détendre jusqu'à très basse pression sans pour autant passer en zone diphasique. En effet le fluide organique restant sous forme gazeuse pendant toute la détente, son utilisation permet de limiter l'érosion et la corrosion des aubages de la turbine.

La gamme de puissance disponible à l'heure actuelle va de 300 kWé à 1 000 kWé, avec les caractéristiques suivantes :

Puissance électrique utilisable	300 kW	500 kW	1000 kW
Puissance thermique utilisable	1550 kW	2320 kW	4640 kW
Température de l'huile thermique (entrée/ sortie)	300/ 250 °C	300/ 250 °C	300/ 250 °C
Puissance reçue par le fluide organique	1880 kW	2900 kW	5800 kW
Température de l'eau de chauffage (entrée/ sortie)	60/ 90 °C	60/ 80 °C	60/ 80 °C
Rendement thermique du turbogénérateur	82 %	80 %	80 %
Rendement électrique du turbogénérateur	12,8 %	13,8 %	13,7 %

#### Données économiques

Turbogénérateurs	HER 300	HER 500	HER 1000
Coûts d'investissement turbogénérateur (kF)	4400	5600	8200
Coûts d'entretien / maintenance par an en kF	68	78	102

### 5.4. Constructeurs

Actuellement, la seule entreprise européenne développant les turbogénérateurs est **Turbo-den** en Italie.

Deux centrales sont en fonctionnement :

- à Bière, en Suisse, une installation de cogénération de 3.2 MW<sub>th</sub> et 300 kWé sur un réseau de chaleur ;
- à Admont, en Autriche, une unité de 400 kWé chez un industriel du bois (STIA).



### 6.1. Présentation

Le moteur Stirling, inventé en 1816 par les frères Stirling, est un moteur alternatif à combustion externe à gaz chaud.

A la différence du moteur à combustion interne pour lequel la détente, produite par l'explosion d'un mélange combustible/ comburant, permet la mise en rotation du moteur, le moteur Stirling utilise comme fluide de travail un gaz pur en cycle fermé.

La mise en fonctionnement du moteur Stirling résulte de l'évolution thermodynamique d'un fluide de travail mis successivement au contact d'une source froide et d'une source chaude.

### 6.2. Principe de fonctionnement

#### 6.2.1. Description du moteur

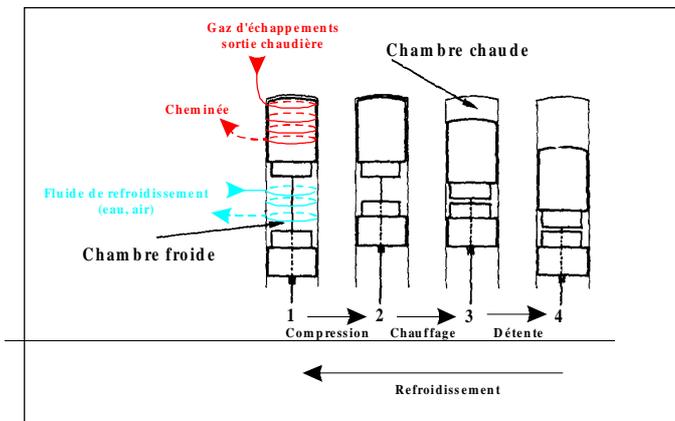
Un moteur Stirling est constitué d'un cylindre dans lequel se trouve en partie basse un piston moteur (ajusté au diamètre intérieur du cylindre) et en partie haute un piston déplaceur dont le diamètre est inférieur au diamètre intérieur du cylindre, ce qui permet la circulation du fluide de travail.

La partie haute de ce cylindre est chauffée alors que la partie basse est refroidie. Un différentiel de température de 30°C permet la mise en fonctionnement du moteur Stirling.

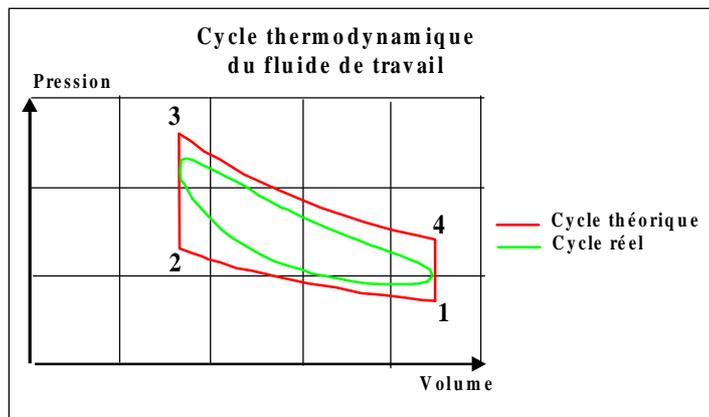
Le transfert du fluide de travail entre la partie basse et la partie haute du cylindre se fait uniquement dans l'espace libre entre le piston déplaceur et la paroi du cylindre.

Un ensemble bielles, vilebrequin, arbre à came permet de transformer le mouvement de translation du piston moteur en un mouvement de rotation nécessaire au fonctionnement de l'alternateur.

## 6.2.2. Cycle mécanique et thermodynamique



D'après : Techniques de l'ingénieur



D'après : D. Lyonnet

### ⊗ Cycle mécanique

De 1 à 2 : compression : Le piston moteur passe de son point mort bas (PMB) à son point mort haut (PMH) et comprime le fluide de travail se trouvant à ce moment dans la chambre froide.

De 2 à 3 : chauffage : Le mouvement du piston déplaceur de son PMH vers son PMB transfère le fluide de travail dans la chambre chaude. Il se trouve chauffé au contact de la chambre chaude : sa pression et sa température augmentent.

De 3 à 4 : détente : Le fluide tend à retourner vers des conditions thermodynamiques stables, il cherche donc à se détendre. Cette détente passe par un travail utile appliqué par le fluide sur les deux pistons. Les deux pistons sont alors à leur PMB.

De 4 à 1 : refroidissement : Le piston déplaceur se replace à son point PMH en transférant le fluide de travail dans la chambre froide où celui-ci, du fait du refroidissement au contact de la source froide, retrouve ses conditions de pression et de température initiales.

### ⊗ Cycle thermodynamique

De 1 à 2 : compression isotherme : Le fluide absorbe un travail de compression

De 2 à 3 : détente isochore : Transfert de chaleur de l'extérieur vers le fluide (chauffage du fluide par le régénérateur et par la source chaude). On chauffe un gaz dans un volume restreint, il se dilate donc sa pression augmente.

De 3 à 4 : détente isotherme : Le fluide en se détendant fournit un travail utile à l'ensemble des deux pistons.

De 4 à 1 : détente isochore : Le fluide libère de son énergie au régénérateur et à la source froide, il se contracte d'où diminution de sa pression.

### ⊗ Cycle mécanique

Les temps de compression (1 à 2) et de refroidissement (4 à 1) correspondent à des phases où les pistons reçoivent un travail qui provient :

- pour un piston isolé : du volant d'inertie
- pour une batterie de pistons : du piston précédent (déphasage de 180°)

Une solution permettant d'améliorer le rendement de l'installation est d'ajouter entre la chambre chaude et la chambre froide un régénérateur. Ce régénérateur limite les transferts calorifiques entre les deux chambres et donc améliore le rendement du moteur.

## 6.3. Données techniques et économiques

Le moteur Stirling est un thème de recherche depuis de nombreuses années, les perspectives de rendements électriques en très petite puissance (quelques kilowatts à quelques dizaines de kilowatts) étant relativement alléchantes : de 20 à 30%. Des modèles fonctionnant au gaz naturel et à l'énergie solaire sont commercialisés, notamment pour l'électrification de sites isolés (éviter la création ou le renforcement de lignes électriques).

En ce qui concerne les installations fonctionnant à partir de biomasse, la source de chaleur peut être alimentée soit directement par les gaz d'échappement de la chaudière bois, soit par un fluide intermédiaire chauffé par la chaudière bois. La source froide peut être l'air ambiant, l'eau d'alimentation ou l'eau de retour d'un réseau de chauffage.

Ces installations sont encore aujourd'hui en phase de mise au point sur quelques installations pilotes en France et en Europe. Plusieurs programmes européens ont été et sont menés, d'où l'on ressort les résultats suivants :

- Puissance : de 1 kWé à 350 kWé
- Rendement : de 20 à 30 %
- Pression du fluide de travail : de 4 à 50 bars.

Développeur	Pays	Puissance électrique en kWé	Rendement électrique en %	Fluide de travail
Solo	Allemagne	11	27	Hélium
Heidelberg Motor	Allemagne	40	30	Hélium
		10	?	Hélium
Joanneum Research	Autriche	3	?	Azote
		10-30	?	Azote
Danstoker	Danemark	15	?	Air
		36	22	Hélium
		150	26	Hélium

#### ⊗ Coûts

Les développeurs de micro-centrales de cogénération par moteurs Stirling indiquent des ordres de grandeur de coût "dans une phase commerciale" qui n'est pas encore d'actualité :

Coûts d'investissement : 8 000 à 15 000 Frs/ kWe

Le coût de production de l'électricité serait de l'ordre de 110 Frs/ MWhé.

## 6.4. Constructeurs

Les principaux constructeurs de moteurs Stirling sont les suivants :

- SOLO Kleinmotoren GmbH, Allemagne
- Heidelberg Motor, Allemagne
- SIGMA, Norvège
- Sunpower, Etats-Unis
- Danstoker, Danemark

## 7. LA VAPEUR EN AVAL D'UNE TURBINE OU D'UN MOTEUR

---

En aval du groupe de production d'électricité (turbine ou machine alternative), la vapeur est condensée avant de retourner dans la chaudière vapeur HP.

Ce condenseur peut alimenter un échangeur de réseau de chauffage par eau chaude basse température ou, comme c'est souvent le cas en France, à des niveaux de température départ / retour de 90/ 70 ou 105/ 70.

La vapeur peut également alimenter directement un réseau vapeur HP (Type Kempten en Allemagne, CPCU PARIS, Montceau-les-Mines, Marseille Nord...). La vapeur est alors utilisée par des usines ou des sous stations de chauffage collectif. Les réseaux de vapeur HP ont bénéficié d'innovations récentes et présentent de nombreux avantages : absence de pompe de circulation, possibilité d'interconnexion de plusieurs chaudières, source haute température (pour autoclaves, climatisations, process), possibilité de raccordements progressifs des clients, etc.

### 7.1. Utilisations de vapeur HP

Une centrale de cogénération montée sur un réseau de vapeur HP ou pour la fourniture de vapeur HP à tout ou partie de ses clients est une configuration a priori favorable du point de vue technico-économique : la production de vapeur se justifie en elle-même sur le site, et la mise en place d'une cogénération suppose uniquement un surcoût pour le groupe turbo-alternateur et son raccordement au réseau, et éventuellement pour une surchauffe. Il est donc toujours intéressant d'identifier les utilisateurs intéressés de façon privilégiée par un réseau vapeur.

Ces utilisateurs peuvent être :

- de gros consommateurs d'eau chaude sanitaires (laveries industrielles, usines agro-alimentaires, cultures de plantes spéciales telles que germes de soja ...)
- les industries utilisatrices de vapeur pour leurs process.
- les écloséries ou élevages nécessitant un chauffage permanent

La climatisation et la production de froid pourraient également être envisagées à partir d'un réseau vapeur (c'est d'ailleurs le cas pour le réseau de chaleur de Kempten, analysé par la suite).

## 7.2. La climatisation à partir de vapeur HP.

Pour utiliser la vapeur HP disponible l'été, une solution possible est l'installation de **machines à absorption**.

Il existe deux techniques principales de machines à absorption : au bromure de lithium et à l'ammoniac.

- **Les machines au bromure de lithium.**

Le liquide frigorigène est la vapeur d'eau avec pour fluide de transfert, le bromure de lithium. Ces machines sont utilisées pour la climatisation et produisent de l'eau glacée à 7/ 12°C. Les groupes peuvent être de grandes puissances et ne nécessitent qu'un primaire entre 110 et 135 °C. Le primaire peut être de l'eau chaude ou de la vapeur entre 0,5 et 4 bar.

- **Les machines à ammoniac.**

Le liquide frigorigène est de l'ammoniac avec pour fluide de transfert, de l'eau. A cause de l'ammoniac, ces machines ne peuvent être installées qu'à l'extérieur. Elles sont refroidies par circulation d'air et produisent de l'eau glacée à 4,4 °C (circuit 4,4 / 10 °C).

Des unités monoblocs complètes de 17,5 kW unitaire (15 000 frig/ h) sont commercialisées.

Ces mêmes unités pourraient être adaptées pour un primaire vapeur HP.

TECHNIQUE	AVANTAGES	INCONVENIENTS
<b>Bromure de lithium</b>	Unités de grande puissance Implantation dans un local COP $\geq 0,7$ Primaire basse température Machines silencieuses.	Eau glacée : 7 / 12 °C Tour de refroidissement indispensable (consommation et traitement d'eau) Groupe encombrant exigeant une installation soignée et un personnel spécialisé. Ensembles onéreux
<b>Ammoniac</b>	Groupes monoblocs complets de 17,5 kW unitaires, de prix compétitifs. Eau glacée 4,4 °C et refroidissement par air (sans tour de refroidissement) Mise en place à l'extérieur. Primaire : vapeur HP (T. 160 à 170 °C) Technique simple et fiable.	Mise en place obligatoirement à l'extérieur. Groupes limités à 17,5 kW unitaires (montage possible en batteries de 2 à 6 groupes). Technique existante à adapter <b>pour primaire vapeur HP.</b> Possibilité de groupes froid + chaud (systèmes 4 tuyaux).

# LES PERFORMANCES DE L'ABSORPTION POUR DIFFÉRENTES UTILISATIONS

## Type de machine

## Procédé

## Applications Performances

**Machine frigorifique**  
alimentée par un réseau d'eau chaude à très basse température (80 °C/60 °C)

1000 kW  
réseau de chaleur  
récupération d'énergie.

ABSORPTION SIMPLE EFFET DOUBLE ÉTAGE

600 kW  
eau glacée 6 °C

Climatisation à partir d'un réseau d'eau tiède.  
0,6 MW de froid par MW d'énergie thermique.

**Machine frigorifique**  
alimentée en chaleur basse température (90 °C/70 °C)

1000 kW  
réseau de chaleur  
récupération d'énergie.

ABSORPTION SIMPLE EFFET

750 kW  
eau glacée 6 °C

Climatisation, réfrigération à partir de récupération (groupe diesel, fumées,...).  
0,75 MW de froid par MW d'énergie thermique.

**Machine frigorifique**  
alimentée en énergie thermique haute température (170 °C) ou en combustible

1000 kW  
vapeur, eau surchauffée, gaz, fuel.

ABSORPTION DOUBLE EFFET

1250 kW  
eau glacée 6 °C

Conditionnement d'air, réfrigération industrielle, réseau de froid,...  
1,25 MW de froid par MW d'énergie thermique.

**Pompe à chaleur**  
élévation de température 40 °C

1300 kW  
chaleur récupérée à 40 °C

1000 kW  
vapeur, eau surchauffée

ABSORPTION DOUBLE EFFET

2300 kW  
chaleur 80 °C

Récupération de chaleur perdue sur des effluents, des eaux tièdes,...  
2,3 MW de chaleur utilisable à 80 °C par MW d'énergie thermique.

**Pompe à chaleur**  
élévation de température 70 °C

300 kW  
chaleur récupérée 10 °C

1000 kW  
vapeur, eau surchauffée

ABSORPTION DOUBLE ÉTAGE

1300 kW  
chaleur 80 °C

Récupération de chaleur perdue sur des eaux froides (10 °C), nappes phréatiques,...  
1,3 MW de chaleur utilisable à 80 °C par MW d'énergie thermique.

Source : Entropie SA, constructeur de machines à absorption

### 7.3. Rejets thermiques.

En secours ou si toute la vapeur disponible n'est pas valorisée, l'installation de cogénération est équipée de condenseurs des rejets éventuels.

Le choix entre une tour de refroidissement et un aéroréfrigérant doit être fait avec soin : pour simplifier l'installation globale, les aéroréfrigérants seront à privilégier si l'installation le permet :

TECHNIQUE	AVANTAGES	INCONVENIENTS
<b>Tour de refroidissement, ouverte ou fermée.</b>	Grandes puissances possibles Température de fonctionnement plus basse	Panache de vapeur d'eau Consommations d'eau : (évaporation et déconcentration). Traitement d'eau indispensable : risque de « légionelloses » Installation globalement plus complexe et plus onéreuse.
<b>Aéroréfrigérant</b> (Batteries avec ventilateurs)	Aucune consommation d'eau Aucun panache de vapeur Aucun traitement d'eau Très faible entretien Prix global compétitif	Plus grande surface au sol : longues batteries équipées de nombreux ventilateurs de refroidissement.

## 8. SYNTHÈSE COMPARATIVE

Les technologies présentées peuvent être comparées en termes de gamme de puissance, rendements électriques, coûts d'investissement, avantages et inconvénients.

Technologie	Gamme de puissance	Rendement électrique	Coût d'investissement F/kWé	Avantages	Inconvénients
<b>Turbine à vapeur à contrepression</b>	à partir de 100 kWé	10 à 15% en dessous de 5 MWé 15 à 20% au dessus de 5 MWé	2500 à 5000 2 à 2500	- technologie la moins chère à l'investissement - relativement simple de conduite et d'entretien - possibilité d'usage thermique en aval de la turbine - large gamme de puissance	- rendement électrique faible - haute pression de vapeur d'admission pour améliorer le rendement électrique
<b>Turbine à vapeur à condensation</b>	à partir de 500 kWé	15 à 20% en dessous de 2 MWé 20 à 25% au dessus de 2 MWé	4 à 8000 2,5 à 5000	- rendements électriques potentiellement très corrects - large gamme de puissance	- énergie thermique basse température en sortie de turbine - investissement et exploitation onéreux - pas ou difficilement envisageable en dessous de 500 kWé
<b>Moteur à vapeur</b>	120 à 1500 kWé	15 à 20%	4 à 6 000	- plus performant que les turbines en faible puissance, et par rapport à la pression de vapeur (autour de 30 bars)	- coût d'investissement élevé - coûts d'exploitation relativement élevés
<b>ORC</b>	300 à 1000 kWé	12 à 15%	8 à 12 000	- chaudière à huile thermique au lieu de vapeur haute pression	- coût élevé - peu de références
<b>Moteur Stirling</b>	1 à 350 kWé	20 à 30%	8 à 15 000	- seule solution envisageable en très petite puissance (quelques kWé) - rendements électriques potentiellement élevés	- solution envisageable uniquement en petite puissance - coût d'investissement élevé - technologie pas encore à un stade commercial (aucune référence en dehors des installations pilotes)

## Cas d'applications possibles

On peut avancer quelques cas types d'applications et de facteurs plus ou moins favorables à l'implantation de turbines à vapeur à contrepression, à condensation, ou de moteurs à vapeur.

Il ne s'agit évidemment pas de prescriptions impératives, mais bien de critères pouvant orienter le choix des concepteurs de projets :

	Turbines à vapeur		Moteurs à va- peur	Commentaires
	contre- pression	conden- sation		
- puissance électrique inférieure à 500 kW, dans l'industrie du bois	+	-	++	Les moteurs ont l'avantage d'une certaine rusticité et de procédures de conduite un peu plus souples. Les niveaux d'investissement pour des turbines à condensation risquent d'être prohibitifs, surtout qu'un soutirage est nécessaire pour assurer les besoins thermiques.
- puissance électrique supérieure à 1 MW, dans l'industrie ou sur réseau de chaleur	+	++	-	Plus la puissance est importante, plus le surcoût d'une turbine à condensation peut se justifier. Le moteur à vapeur arrive en revanche rapidement au maximum de ses capacités.
- besoins de vapeur BP ou MP en aval du générateur	++	+ avec soutirage	++	L'utilisation d'une turbine à condensation est possible mais nécessite un soutirage d'une partie de la vapeur pour l'utilisation en aval de la turbine.
- besoins d'eau chaude en aval de la turbine	+	++ si basse T°	+	
- combustible fatal (logique d'élimination de déchets)	-	++	-	Lorsque la centrale fonctionne tout ou partie de l'année en élimination de déchets (même quand il n'y a pas de besoins thermiques), l'utilisation d'une turbine à condensation permet d'avoir un minimum de valorisation énergétique.
- recherche d'optimisation des prix de l'énergie	+	++	+	
- autoproduction d'électricité dans l'industrie	+	+	++	Le moteur à vapeur est peut-être un peu mieux adapté à des intermittences de fonctionnement importantes (si l'usine tourne 8h/ jour ou en 2/ 8).
- priorité à la production de chaleur	++	+ avec soutirage	+	
- priorité à la production d'électricité	-	++	-	

## Domaines d'application techniques

On peut enfin proposer quelques éléments indicatifs en fonction des types de fluides utilisés et des types d'usages envisagés :

Contrepression d'échappement	Turbines à contrepression			Turbines à condensation				Moteurs à vapeur	
	0,5 b	≤ 8 b	10 b	0,5 b	≤ 8 b	10 b	Sans soutirage	0,5 b	≤ 8 b
<b>Fluides utilisés</b>									
- eau chaude basse température (retours à 50°C)	+			+			++		
- eau 90/ 70	++			+				++	
- eau 105/ 70	+	++		+	+			+	++
- eau surchauffée (140°C)		++			+				++
- vapeur BP (0,5b)	++			+				++	
- vapeur HP		++	+		+	+			++
<b>Types d'usages</b>									
- chauffage basse T°	+			++			++		
- chauffage	++			+	+			++	
- climatisation		++	+		++	+			+
- ECS	++	+		++	+			++	+
- humidification	++	+		++	+			++	+
- process		+	+		+	+			+



---

## **2<sup>EME</sup> PARTIE**

### **ANALYSE DE SITES DE COGENERATION**

#### **A PARTIR DE BIOMASSE**

---



# 1. ANALYSE DE CENTRALES DE COGENERATION

## 1.1. Présentation des sites analysés

Les centrales de cogénération qui ont fait l'objet de l'audit sont situées en Allemagne et en Suisse, sur plusieurs types de sites.

		Puissance élec. MWé	Date de mise en service	Type de centrale
1	Taufkirchen, All.	2,1	12/ 1999	Chaufferie centrale sur réseau de chaleur : vente de la chaleur et de l'électricité
2	Kempten, All.	2,1	1997	Ligne de cogénération bois sur UIOM et réseau de chaleur : vente de la chaleur et de l'électricité
3	Schongau-Altenstadt, All.	11,4	09/ 1999	Centrale électrique à biomasse : vente de l'électricité
4	Sulzbach-Rosenberg, All.	4,25	05/ 1995	Centrale électrique avec valorisation de chaleur : vente de l'électricité et, partiellement, de chaleur
5	Assamstadt, All.	0,25	1982	Cogénération dans l'industrie : autoconsommation de la chaleur et de l'électricité
6	Lohr, All.	0,46	1964	Cogénération dans l'industrie : autoconsommation de la chaleur et vente de l'électricité
7	Bière, Suisse	0,332	1997	Chaufferie centrale sur réseau de chaleur : autoconsommation de la chaleur et vente de l'électricité

En Allemagne, hormis les deux centrales de cogénération dans l'industrie, toutes ont été réalisées après 1995, grâce à la mise en place de conditions spécifiques d'achat pour l'électricité produite à partir de biomasse. En effet, le prix d'achat était alors fixé à 47 cF/ kWhé. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2000, un nouveau tarif, encore plus attractif, propose la grille suivante :

- 66 cF/ kWhé pour les centrales de puissance électrique inférieure à 500 kW ;
- 60 cF/ kWhé pour les centrales de puissance électrique comprise entre 500 kWé et 5 MWé ;
- 56 cF/ kWhé pour les centrales de puissance électrique comprise entre 5 et 20 MWé.

## 1.2. Les équipements

### 1.2.1. Les chaudières

		<b>Puissance chaudière MWth</b>	<b>Constructeur</b>	<b>Technologie</b>
<b>1</b>	<b>Taufkirchen, All.</b>	7,8	ABB-ALSTOM	Grille
<b>2</b>	<b>Kempten, All.</b>	18	BAUMGARTE	Grille refroidie à l'eau
<b>3</b>	<b>Schongau-Altenstadt, All.</b>	35	BAY	Lit fluidisé dense
<b>4</b>	<b>Sulzbach-Rosenberg, All.</b>	16	STANDART	Grille
<b>5</b>	<b>Assamstadt, All.</b>	2	LAMBION	Volcan
<b>6</b>	<b>Lohr, All.</b>	3,5	LOOS (LAMBION)	Grille
<b>7</b>	<b>Bière, Suisse</b>	2,06	SCHMID	Grille

### 1.2.2. Les générateurs électriques

		Puissance électrique MWé	Constructeur	Technologie
1	Taufkirchen, All.	2,1	KKK	Turbine à vapeur surchauffée
2	Kempten, All.	2,1	SIEMENS	TAV saturée
3	Schongau-Altenstadt, All.	11,4	SIEMENS	TAV surchauffée
4	Sulzbach-Rosenberg, All.	4,25	BLOHEN & VOOS	TAV surchauffée
5	Assamstadt, All.	0,25	SPILLINGWERK	Moteur à vapeur
6	Lohr, All.	0,46	SPILLINGWERK	Moteur à vapeur
7	Bière, Suisse	0,332	TURBODEN	Turbogénérateur ORC

### 1.3. L'efficacité énergétique

On propose d'utiliser 3 indices pour qualifier l'efficacité énergétique des centrales :

- **le taux de valorisation énergétique nette globale** : somme de l'électricité vendue au réseau (donc faisant abstraction de l'électricité autoconsommée par la centrale) et de l'énergie thermique valorisée, par rapport à l'énergie PCI introduite dans la chaudière ;
- **le rendement électrique brut** de la centrale : électricité générée (y compris l'autoconsommation de la centrale) par rapport à l'énergie PCI introduite dans la chaudière ;
- **le taux de valorisation thermique** : part de l'énergie thermique valorisée par rapport à l'énergie thermique "valorisable", c'est à dire l'énergie produite par la chaudière moins la production électrique brute ; pour être exact, il faudrait également tenir compte des pertes diverses au niveau de la production d'électricité (turbine ou moteur, alternateur) que nous n'avons pas pu identifier (l'indice serait amélioré de 1 ou deux points).

		<b>Puissance électrique brute. MWé</b>	<b>Taux de valorisation énergétique nette globale</b>	<b>Rendement électrique brut</b>	<b>Taux de valorisation thermique</b>
<b>1</b>	<b>Taufkirchen</b>	2,1	63,6	20,9	74,6
<b>2</b>	<b>Kempten</b>	2,1	61,6	8,6	70,6
<b>3</b>	<b>Schongau-Altenstadt</b>	11,4	22,9	25,9	0,0
<b>4</b>	<b>Sulzbach-Rosenberg</b>	4,25	27,9	19,5	16,0
<b>5</b>	<b>Assamstadt</b>	0,25	51,7	9,4	63,9
<b>6</b>	<b>Lohr</b>	0,46	43,9	10,4	49,7
<b>7</b>	<b>Bière</b>	0,332	69,2	7,8	87,1

*Les valeurs du tableau correspondent aux données de fonctionnement pour l'année 2000.*

### ***1.3.1. Les taux de valorisation énergétiques***

Les notions de taux de valorisation, qu'il s'agisse du *taux de valorisation énergétique nette globale* ou du *taux de valorisation thermique*, sont les indicateurs du mode de fonctionnement de la centrale. On peut distinguer 3 types de logiques de fonctionnement :

- **centrales de cogénération** : les taux de valorisation énergétique et thermique sont élevés, au delà respectivement de 60 et 70% ; il s'agit de centrales fonctionnant en base de réseaux de chaleur ; Taufkirchen en est le meilleur exemple, avec un bon rendement électrique (21%), qui ne s'obtient pas aux dépens de la valorisation thermique (qui est d'environ 75%) ;
- **centrales électriques** sans valorisation ou avec valorisation à la marge de la chaleur produite : le taux de valorisation énergétique globale est médiocre : de 20 à 30% ; le rendement électrique très correct (plus de 20 ou 25%) ; il s'agit typiquement des sites de Schongau-Altenstadt et Sulzbach-Rosenberg.
- **centrales mixtes** : il s'agit des deux sites industriels, où la centrale fonctionne prioritairement en production d'électricité (pour la vente au réseau à Lohr, pour le fonctionnement de l'usine à Assamstadt), avec valorisation d'une part importante de la chaleur cogénérée, mais vers un débouché très fluctuant ; les taux de valorisation énergétique et thermique sont intermédiaires, entre 40 et 60%.

### 1.3.2. Rendement électrique brut et pression de vapeur

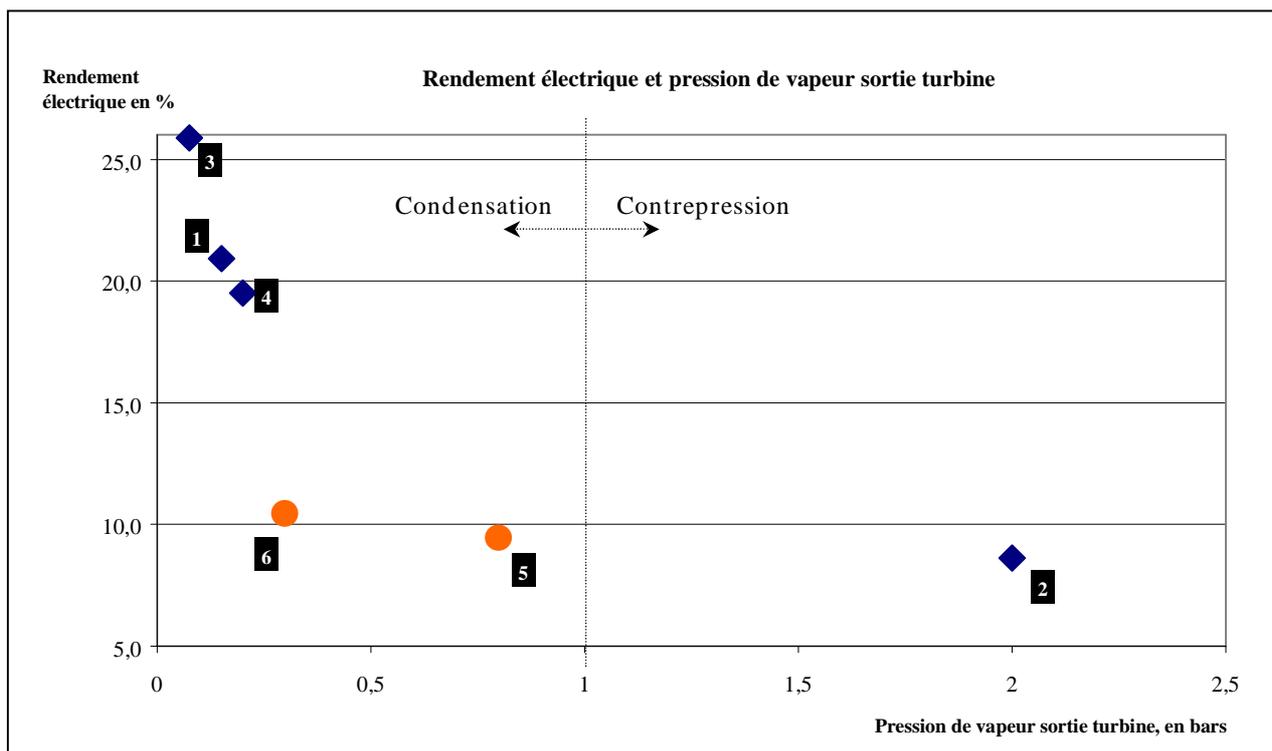
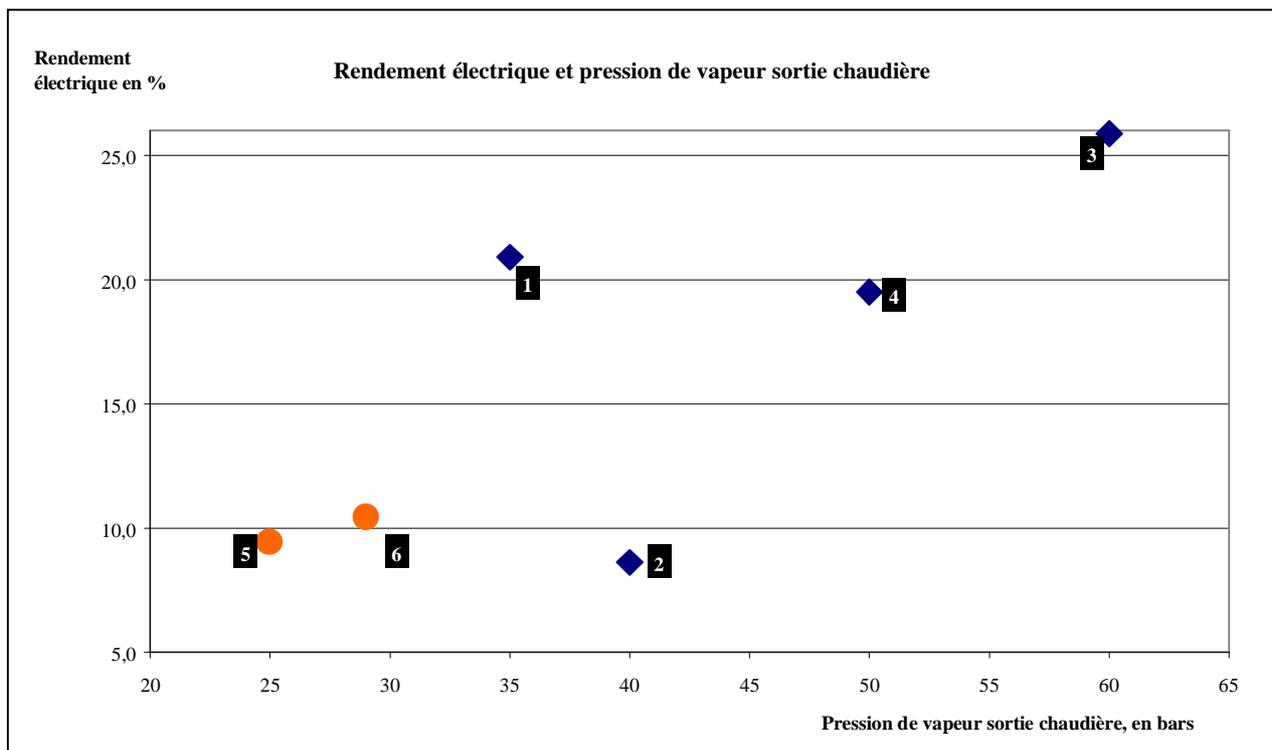
Le rendement électrique brut résulte de choix techniques qui dépendent du mode de fonctionnement de la centrale et de la production privilégiée : chaleur ou électricité.

Il est lié aux caractéristiques de la vapeur en admission et échappement de la machine à vapeur.

		Puissance élec. MWé	Admission Pression/T°	Echappement Pression	Rendement électrique brut, en %
1	Taufkirchen, All.	2,1	35 b / 430 °C	0,15 b soutirage à 2,5 b	22,0
2	Kempten, All.	2,1	40 b / 250 °C	0,15 b <sup>1</sup> soutirage à 2 b	9,9
3	Schongau-Altenstadt, All.	11,4	60 b / 450°C	0,075 b soutirages à 22, 13, 6 et 1 bar	26,8
4	Sulzbach-Rosenberg, All.	4,25	50 b / 450°C	0,2 b	21,8
5	Assamstadt, All.	0,25	25 b / 380°C	0,8 b	9,7
6	Lohr, All.	0,46	29 b / 350°C	0,3 b soutirage à 1,5 b	10,6
7	Bière, Suisse	0,332	-	-	11,6

Les deux graphiques ci-après confirment en outre que le niveau à l'échappement de la machine à vapeur est particulièrement prépondérant : même avec une centrale comme celle de Taufkirchen (1) à pression d'admission inférieure à celle des autres centrales équipées de turbines à vapeur, l'utilisation d'une turbine à condensation à échappement de 0,15 bar (même avec un soutirage à 2,5 bar pour alimenter le réseau de chaleur) permet d'atteindre un très bon niveau de rendement électrique moyen annuel.

<sup>1</sup> La quasi-totalité de la vapeur produite par la ligne bois-énergie de l'UIOM de Kempten est soutirée à 2 bars, fonctionnant en "super-base" du réseau de chaleur urbain haute température (135°C).



## 1.4. Les coûts

### 1.4.1. Investissements hors réseaux de chaleur

Pour pouvoir comparer les niveaux d'investissement, toutes les centrales n'étant pas raccordées à des réseaux de chaleur et les réseaux de chaleur, quand ils existent, n'étant pas eux mêmes de caractéristiques comparables, il est nécessaire d'analyser les coûts d'investissement hors réseaux de chaleur.

		Taux de subvention en %	Investissement en chaufferie centrale		Investissement générateur électrique	
			kF	F/ kWé brut	kF	F/ kWé brut
1	Taufkirchen, All. <sup>1</sup>	40	60 000	28 571		
2	Kempten, All.	30	40 000	19 048		
3	Schongau-Altenstadt, All.	45	190 000	16 667	35 000	3 070
5	Assamstadt, All.	20 <sup>2</sup>	5 700	22 800	1 200	4 800
6	Lohr, All.	20 <sup>2</sup>	9 000	19 565	2 000	4 348
7	Bière, Suisse	- <sup>3</sup>	28 373	85 461	3 612	10 881

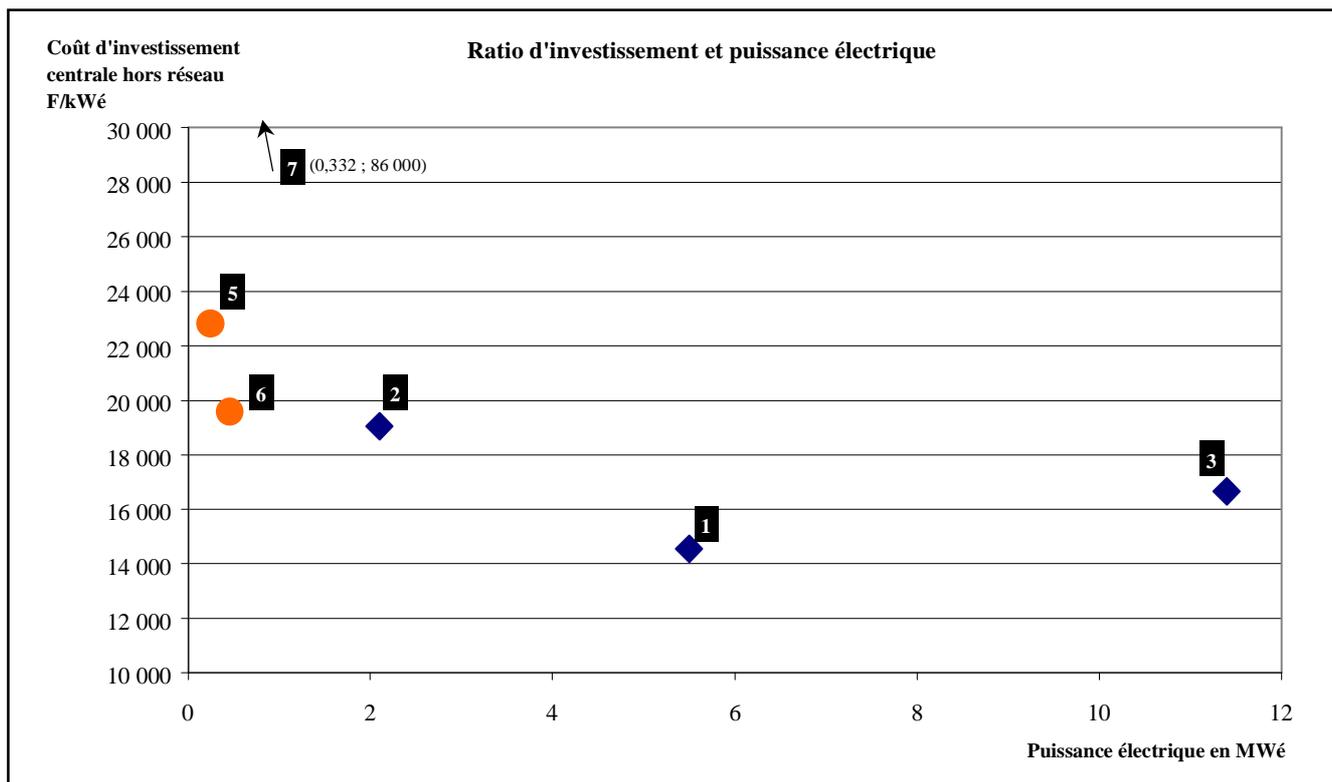
<sup>1</sup> La centrale de Taufkirchen est en phase de montée en puissance : une grande part de l'investissement (génie civil, turbo-alternateur, conditionnement des bois et traitement des fumées) a été réalisé en vue de la mise en place prochaine d'une seconde chaudière bois. Le coût d'investissement total, après extension, est estimé à 80 millions de francs, pour une puissance de production électrique qui sera alors de 5,5 MWé. Ce sont ces valeurs qui sont prises en compte dans les graphiques ci-après.

<sup>2</sup> Les centrales de Assamstadt et Lohr ont été montées en 1982 et en 1964, dans l'industrie et avant que ne soient mises en place des politiques d'aide au développement de ce type de centrales. Aujourd'hui, elles pourraient a priori bénéficier d'une aide de l'ordre de 20% du montant d'investissement.

<sup>3</sup> La centrale de Bière est une installation fédérale, donc entièrement financée par des fonds publics.

Hormis pour la centrale suisse, dont le coût d'investissement ramené à la puissance installée paraît démesuré (4 fois plus cher que les autres centrales), les niveaux de prix sont assez homogènes : entre 15 et 20 000 F/ kWé installé pour les centrales avec turbines à vapeur (à partir de 2 MWé), et un peu plus cher pour les moteurs à vapeur, avec des puissances inférieures.

Attention aux interprétations cependant car dans ces deux derniers cas, l'implantation de la centrale est faite en milieu industriel, en utilisant en partie des bâtiments existants, avec des contraintes d'intégration très limitées (y compris au niveau du bruit) et des systèmes d'alimentation en bois relativement rudimentaires. Les coûts de génie civil notamment seraient très différents dans un des autres contextes.

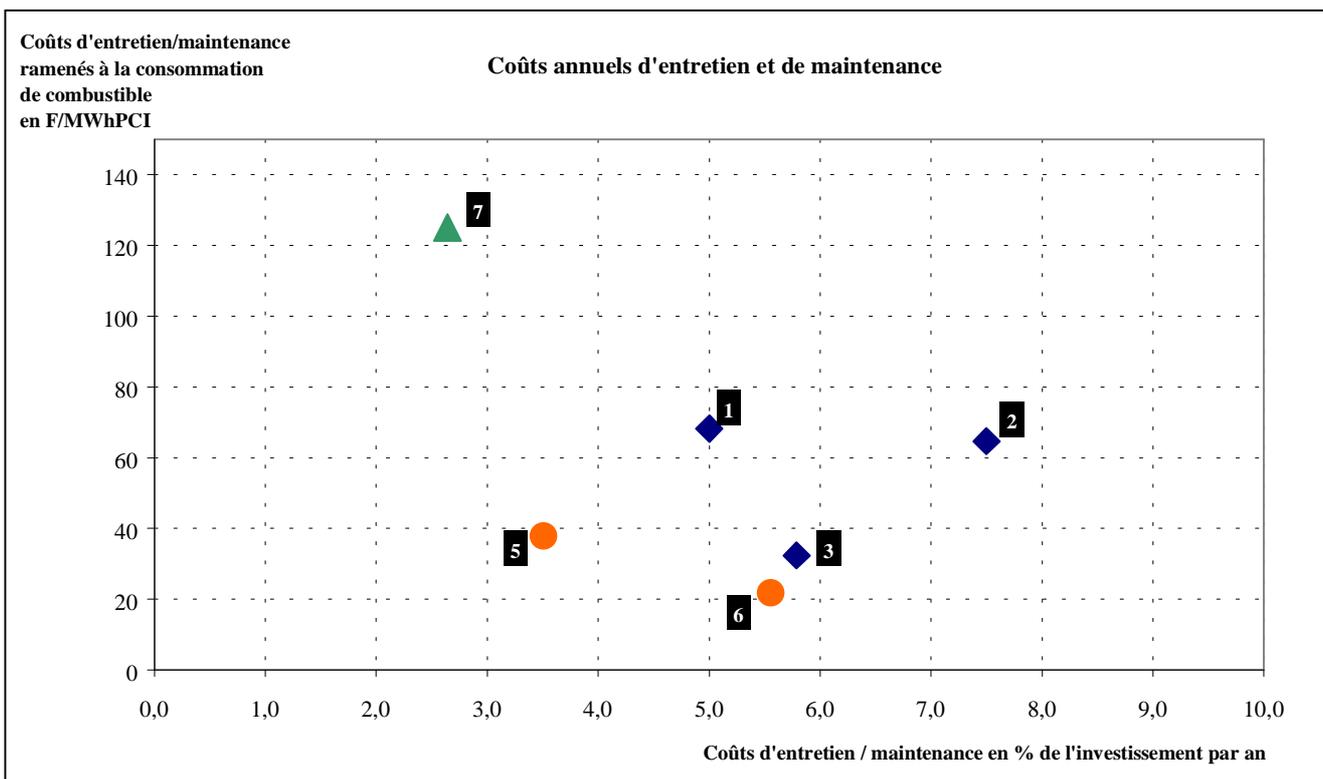


### 1.4.2. Les coûts d'entretien et de maintenance

Les coûts d'entretien et de maintenance correspondent à l'ensemble des coûts de personnel, de consommables (lubrifiants, eau...), pièces d'usure, changement de pièces...

Les montants présentés correspondent aux estimations fournies par les exploitants des centrales, la plupart n'ayant pour l'instant que peu de recul sur l'exploitation de leurs centrales récemment mises en route.

		Puissance élec. brute  MWé	Coûts d'exploitation		Technologie (rappel)
			F/ an	en % de l'investis- sement	
1	Taufkirchen, All.	2,1	3 000 000	5,0	Vapeur surchauffée / turbine à condensation
2	Kempten, All.	2,1	3 000 000	7,5	Vapeur saturée / turbine à contrepression
3	Schongau-Altenstadt, All.	11,4	11 000 000	5,8	Vapeur surchauffée / turbine à condensation et soutirages
5	Assamstadt, All.	0,25	200 000	3,5	Vapeur surchauffée / machine alternative contrepression 8 bar
6	Lohr, All.	0,46	500 000	5,6	Vapeur surchauffée / machine alternative CP 0,3 et 1,5 bar
7	Bière, Suisse	0,332	750 000	2,6	Cycle de Rankine (ORC) fluide organique



Les coûts annuels d'entretien / maintenance sont compris entre 5 et 7,5% des coûts d'investissement et 40 à 65 F/ MWhPCI consommé pour les centrales collectives et tertiaires de cogénération par turbines à vapeur.

Rappelons que pour la centrale de Taufkirchen (1), les investissements comprennent une partie de la future extension. S'ils avaient été limités au strict nécessaire pour la capacité actuelle, les coûts annuels d'entretien / maintenance auraient représenté entre 7 et 7,5% d'un investissement autour de 40 MF.

Les deux sites industriels présentent des coûts un peu inférieurs, mais sur ce type de sites, une partie des coûts, notamment de main d'œuvre, n'est généralement pas prise en compte car non-affectée exclusivement à l'exploitation de la chaufferie.

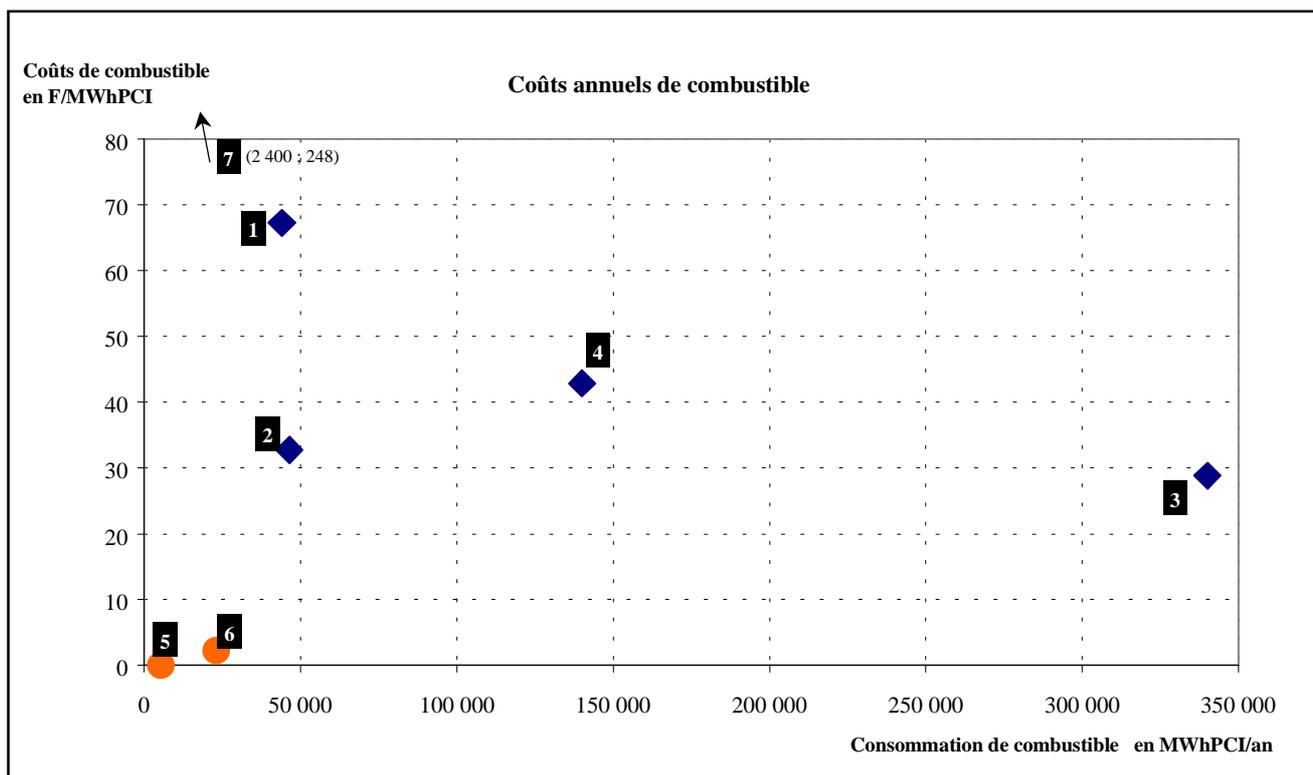
### 1.4.3. Les coûts de combustible

Le choix d'un combustible se fait en fonction de critères économiques, techniques et surtout en fonction du contexte local et de la démarche adoptée :

- valorisation / élimination de sous-produits dans l'industrie ;
- volonté politique de valorisation de la ressource forestière à Kempten et Bière ;
- production de l'énergie au meilleur prix pour les centrales collectives et tertiaires.

Cette diversité des approches se traduit par des prix de combustibles très différents.

	Type de combustible	Consommation annuelle t/an	Coûts de combustibles		
			F/ an	F/ MWh PCI	
1	Taufkirchen, All.	Bois de palettes et d'emballage, souches, rondins déclassés... Reconditionnement en partie sur le site	16 000	2 960 000	67
2	Kempten, All.	Broyats de bois de rebut (y compris déchetteries) et plaquettes forestières. Aucun reconditionnement sur le site	16 000	1 520 000	33
3	Schongau-Altenstadt, All.	Extrêmement diversifié : tous produits ligneux (bois, pailles...). Reconditionnement sur le site	110 000	9 800 000	29
4	Sulzbach-Rosenberg, All.	Bois de rebut. Pas de reconditionnement sur le site.	38 000	6 000 000	43
6	Assamstadt, All.	Sciures et chutes broyées, autoproduites.	1 400	0	0
7	Lohr, All.	Déchets autoproduits et bois de rebut repris à bas prix.	6 500	50 000	2
8	Bière, Suisse	Plaquettes forestières	2 400	1 490 000	248



On peut noter le cas intéressant de Kempten, qui consomme chaque année :

- 10 000 tonnes de bois provenant des déchetteries de la région, ce qui permet de trouver un débouché à des produits à valorisation difficile (une autre branche de la société d'exploitation gère les déchetteries) et de bénéficier d'un prix de combustible très faible (20 F/ t) ;
- 6 000 tonnes de plaquettes forestières à un prix beaucoup plus élevé (220 F/ t) mais qui permettent de bénéficier du tarif "biomasse" sur le rachat de l'électricité produite et d'offrir un débouché aux rémanents et bois d'éclaircies à la fois sur les forêts de la commune et aux nombreux propriétaires forestiers privés.

## 1.5. Economie des centrales auditées

L'analyse et la comparaison des coûts de production de l'énergie est toujours un peu délicate pour des centrales de cogénération, car se pose la question de la répartition des coûts entre les deux produits énergétiques, la chaleur et l'électricité.

On propose deux types de raisonnements :

- bilan de fonctionnement des centrales (recettes – coûts) lorsque celles-ci vendent leurs deux produits énergétiques à des prix connus ;
- calcul du coût de production de l'électricité pour un prix de valorisation de la chaleur donné ou correspondant à un prix de marché (cf. les descriptions de chaque centrale pour le détail des calculs).

D'autre part, pour chaque centrale, plusieurs éléments importants faussent la comparaison économique : les coûts de combustible, les taux de subventions et les hypothèses d'amortissement des investissements (taux et durée).

On propose deux analyses économiques : l'une avec les données réelles fournies par les exploitants, l'autre en prenant en compte des valeurs égales pour ces trois éléments (combustible, subventions et amortissements).

### 1.5.1. Analyse à partir des données brutes

		Taux de subvention	Amortissement			Coûts de combustible	Coûts d'entretien / maintenance
			%	Durée ans	Taux %		
1	Taufkirchen, All.	40	20	6	3 162 200	2 960 000	3 000 000
2	Kempten, All.	30	15	6	2 882 960	1 520 000	3 000 000
3	Schongau-Altenstadt, All.	45	15	6	10 811 000	9 800 000	11 000 000
5	Assamstadt, All.	20	10	6	620 000	0	200 000
6	Lohr, All.	20	10	6	850 000	50 000	500 000
7	Bière, Suisse	-	25	4	1 816 180	1 490 000	750 000

Pour quatre centrales collectives et tertiaires, on peut dresser un bilan de fonctionnement.

		Total des coûts	Prix de valorisation		Recettes	Bilan	
			électricité	chaleur		F/an	en % du CA
		F/an	F/MWhé	F/MWhu	F/an		
1	Taufkirchen, All.	9 112 200	603	155 <sup>1</sup>	7 924 000	-1 188 200	-15%
2	Kempten, All.	7 402 960	623	190	6 992 800	-410 160	-6%
3	Schongau-Altenstadt, All.	31 611 000	603 et 235		32 682 000	1 071 000	+3%
7	Bière, Suisse	4 056 180	700	1000	4 056 330	-	-

Ces bilans de fonctionnement, établis à partir des données brutes, font apparaître des résultats assez négatifs pour plusieurs des sites audités. Ces chiffres sont à relativiser.

**La centrale de Taufkirchen** est en phase de montée en puissance. Des investissements lourds ont été réalisés, en prévision d'un quasi doublement de la capacité de production actuelle. Le bilan proposé en 2.7.7., prenant en compte les perspectives d'extension du réseau et la mise en place d'une seconde chaudière en chaufferie centrale, montre que l'opération pourra dégager un bénéfice de l'ordre de **2 MF/an**, représentant environ 10% du chiffre d'affaires, mais seulement 2% de l'investissement initial consenti par l'opérateur, déduction faite des subventions.

**La ligne de cogénération à partir de bois de l'usine d'incinération de Kempten** est également, d'après cette approche, légèrement déficitaire. Il s'agit d'une installation intégrée dans un ensemble beaucoup plus important que sont l'UIOM et le réseau de chaleur de la ville, et qui répond en outre à une politique de valorisation des bois forestiers : son intérêt n'est pas nécessairement limité au seul résultat économique (qui n'est d'ailleurs que modérément défavorable). La société exploitante envisage cependant la mise en place d'un surchauffeur de la vapeur produite et d'une turbine à contrepression, qui devrait améliorer le rendement électrique de la centrale et le bilan économique, vu le tarif dont bénéficie cette production depuis le 1<sup>er</sup> avril 2000.

L'analyse pour **la centrale de Schongau-Altenstadt** fait apparaître un bilan tout juste équilibré, assez faible par rapport à l'investissement consenti par le propriétaire de la centrale. La double tarification pour le rachat de l'électricité produite, justifiée par l'utilisation partielle de combustibles traités (bois de démolition, déchets agro-industriels...), pénalise ce bilan. La piste envisagée pour l'améliorer est la valorisation d'une partie de la chaleur cogénérée, en l'occurrence vers une usine de fabrication de granulés de bois à créer à proximité de la centrale.

<sup>1</sup> Le prix de vente de la chaleur aux usagers est de 300 F/MWhu, mais intègre l'amortissement du réseau de chaleur. Pour pouvoir comparer ces données avec les autres centrales, dont certaines n'ont pas de réseau de chaleur, on considère une valorisation de la chaleur "départ centrale".

Le bilan économique pour **la centrale de Bière** est également à considérer avec précautions : d'abord, il ne s'agit pas d'un bilan réel, car il n'y a pas vente de la chaleur co-produite mais autoconsommation par le réseau de chauffage de la caserne. Le prix de valorisation de l'énergie thermique correspond donc en réalité au prix de revient départ chaufferie de cette énergie. Il est très élevé (1000 F/ MWhu là où un prix de 300 F/ MWhu serait déjà dans le haut de la fourchette) mais peut être expliqué par plusieurs facteurs :

- la centrale était en 2000 en phase de démarrage, et le fonctionnement n'a pas été optimum, ce qui se traduit par une durée théorique de fonctionnement à puissance nominale de seulement 2300 heures par an et un rendement électrique faible par rapport aux capacités du système (7% au lieu de 10-12 %) ;
- le prix du combustible est étonnamment élevé, à 250 F/ MWhPCI ;
- ce bilan ne prend en compte aucune subvention à l'investissement puisque c'est un investissement de l'état fédéral, qui verse également les subventions.

On verra dans l'analyse avec "lissage" et réévaluation de ces paramètres (cf. 1.5.2.), que la centrale, bien que coûteuse, est plus intéressante économiquement que ne le montre le tableau ci-dessus.

**Pour les 2 centrales industrielles**, on peut déterminer des coûts de production de l'énergie thermique, et les comparer aux coûts des solutions alternatives.

		Total des coûts	Prix de valorisation de l'électricité	Coûts imputés à la production thermique	Prix de valorisation de énergie thermique
		F/an	F/MWhé	F/an	F/MWhth
5	Assamstadt, All.	820 000	950 <sup>1</sup>	418 000	175
6	Lohr, All.	1 400 000	503 <sup>2</sup>	343 700	43

**La centrale d'Assamstadt**, qui ne fonctionne à puissance nominale que 2000 h/ an, est assez coûteuse : dans ce contexte très particulier d'un prix de l'électricité très élevé, le prix de la chaleur est tout à fait acceptable et permet même sans doute une légère économie par rapport à une simple chaufferie bois. Mais transposé avec un prix normal de l'électricité dans ce type d'entreprise (de l'ordre de 45 cF/ kWhé), la chaleur est nettement plus chère, autour de 27 cF/ kWhth. Cette option, avec autoconsommation de toute l'énergie produite est viable avec une installation ancienne, amortie mais fonctionnant correctement, mais serait plus difficile à justifier dans le cas d'une installation neuve.

**La centrale de Lohr** montre un intérêt économique beaucoup plus net : grâce au différentiel de prix entre la vente et l'achat d'électricité au réseau, la chaleur est à un prix très compétitif.

<sup>1</sup> L'usine d'Assamstadt n'est pas, à ce jour, raccordée au réseau électrique. La centrale de cogénération fournit donc la chaleur et l'électricité nécessaires au fonctionnement de l'entreprise. Le prix de valorisation de l'électricité correspond au prix que coûterait l'électricité dans l'hypothèse d'un raccordement. Il est très élevé (1,3 MF pour le raccordement puis 70 cF/kWhé).

<sup>2</sup> L'usine de Lohr vend au réseau la totalité de l'électricité produite au prix de 670 F/MWhé, et achète l'électricité nécessaire à ses besoins au prix de 167 F/MWhé. La consommation totale de l'usine étant supérieure à la production de la centrale, le prix de valorisation correspond à la différence entre ces deux prix.

### 1.5.2. Analyse à partir de données lissées et réévaluées

La comparaison économique des centrales auditées doit tenir compte de paramètres non-techniques très différents d'une centrale à l'autre : prix de combustibles, taux de subventions et hypothèses d'amortissement, prix de l'électricité.

On propose donc une seconde analyse, avec les hypothèses suivantes :

- un prix de combustible de 70 F/ MWhPCI ;
- un taux de subvention moyen de 40 % sur l'ensemble de la centrale hors réseau ;
- un amortissement sur 15 ans, au taux de 6% ;
- un prix de valorisation de l'électricité de 600 F/ MWhé ;
- deux hypothèses de fonctionnement pour Taufkirchen : le stade actuel et le stade développé, avec quasi doublement de la capacité de production électrique ;
- une hypothèse de fonctionnement "normal" pour la centrale de Bière (3500 heures/ an à puissance nominale et rendement électrique moyen de 10,5% sur PCI).

On peut calculer le prix de l'énergie thermique produite dans chaque cas :

		Total des coûts	Ventes d'électricité	Recette de vente d'électricité	Coûts affectés à la production thermique	Valorisation thermique	Prix de l'énergie thermique
		F/an	MWhé/an	F/an	F/an	MWhu/an	F/MWhu
1	Taufkirchen, All.	9 786 660	8 000	4 800 000	4 986 660	20 000	<b>249</b>
	après extension	14 588 210	16 000	9 600 000	4 988 210	30 000	<b>166</b>
2	Kempten, All.	8 719 106	3 600	2 160 000	6 559 106	25 000	<b>262</b>
3	Schongau-Altenstadt, All.	46 537 755	78 000	46 800 000	-262 245	0	<b>0</b>
5	Assamstadt, All.	923 133	440	264 000	659 133	2 300	<b>287</b>
6	Lohr, All.	2 666 000	2 100	1 260 000	1 406 000	8 000	<b>176</b>
7	Bière, Suisse	3 281 818	920	552 000	2 729 818	6 000	<b>455</b>

## 1.6. Synthèse et limites de l'analyse

L'analyse proposée est limitée par le nombre restreint de sites visités mais également par la grande diversité des contextes, qui rend difficile les comparaisons. Chaque site s'inscrit dans une problématique locale particulière, avec des maîtres d'ouvrages aux préoccupations différentes et dans des gammes de puissance assez larges. Ces contextes variés sont présentés dans la description détaillée des sites ci-après.

Plusieurs éléments peuvent être mis en évidence :

- les niveaux de rendements électriques sont assez faibles lorsqu'il y a utilisation de vapeur en aval des turbines (inférieurs à 12%), mais atteignent en moyenne annuelle plus de 25% pour des centrales optimisées pour la production d'électricité ;
- les coûts d'investissement pour les centrales (hors réseaux) sont de l'ordre de :
  - 15 à 20 000 F/ kWé pour les turbines à vapeur (toutes de plus de 2 MWé) ;
  - 20 à 25 000 F/ kWé pour les moteurs à vapeur de moins de 500 kWé ;
- les coûts d'entretien/ maintenance varient de 5 à 8% des montants d'investissement, et 40 à 70 F/ MWhPCI consommé sur les centrales tertiaires ; ils sont un peu inférieurs dans l'industrie ;
- les combustibles utilisés sont pour la plupart très bon marché (moins de 35 F/ MWhPCI) car ils sont obtenus par un mélange de bois-déchets gratuits voire à prix négatifs et de produits plus élaborés ;
- l'économie des centrales est évidemment très liée au prix des combustibles et au prix de valorisation de l'électricité ; des niveaux de valorisation de 60 cF/ kWhé semblent, même avec de bons prix de combustible, tout juste suffisants pour l'équilibre économique de ces installations.

La mise en place de centrales de cogénération à partir de bois doit s'élaborer autour de quatre grandes questions :

- **quelles motivations pour la cogénération ?**

opportunité tarifaire, optimisation énergétique d'une installation existante, mobilisation de ressources nouvelles (plaquettes forestières, TCR...), valorisation de ressources fatales...

- **quelles utilisations de l'énergie thermique ?**

fluides (vapeur, eau chaude...), contraintes techniques, intermittences et saisonnalité, prix...

- **quelle valorisation de l'électricité ?**

autoconsommation ou vente au réseau, contraintes techniques (puissance garantie, raccordement au réseau...), prix, durées de contrats...

- **quels combustibles ?**

types de ressources, rayon d'approvisionnement, conditionnement à la source ou sur le site de la centrale, pérennité et contrats d'approvisionnement, prix...



## 2. CENTRALE BIO-ENERGIE TAUFKIRCHEN

---

### 2.1. Présentation du site

La centrale de Taufkirchen est une initiative privée : M. Josef Leserer, suite à la mise en place du tarif d'achat de l'électricité en Allemagne, s'est lancé dans la réalisation d'une grande centrale de cogénération et la création d'un réseau de chaleur pour desservir plusieurs ensembles de logements et des établissements publics à Taufkirchen, dans la banlieue sud de Munich.

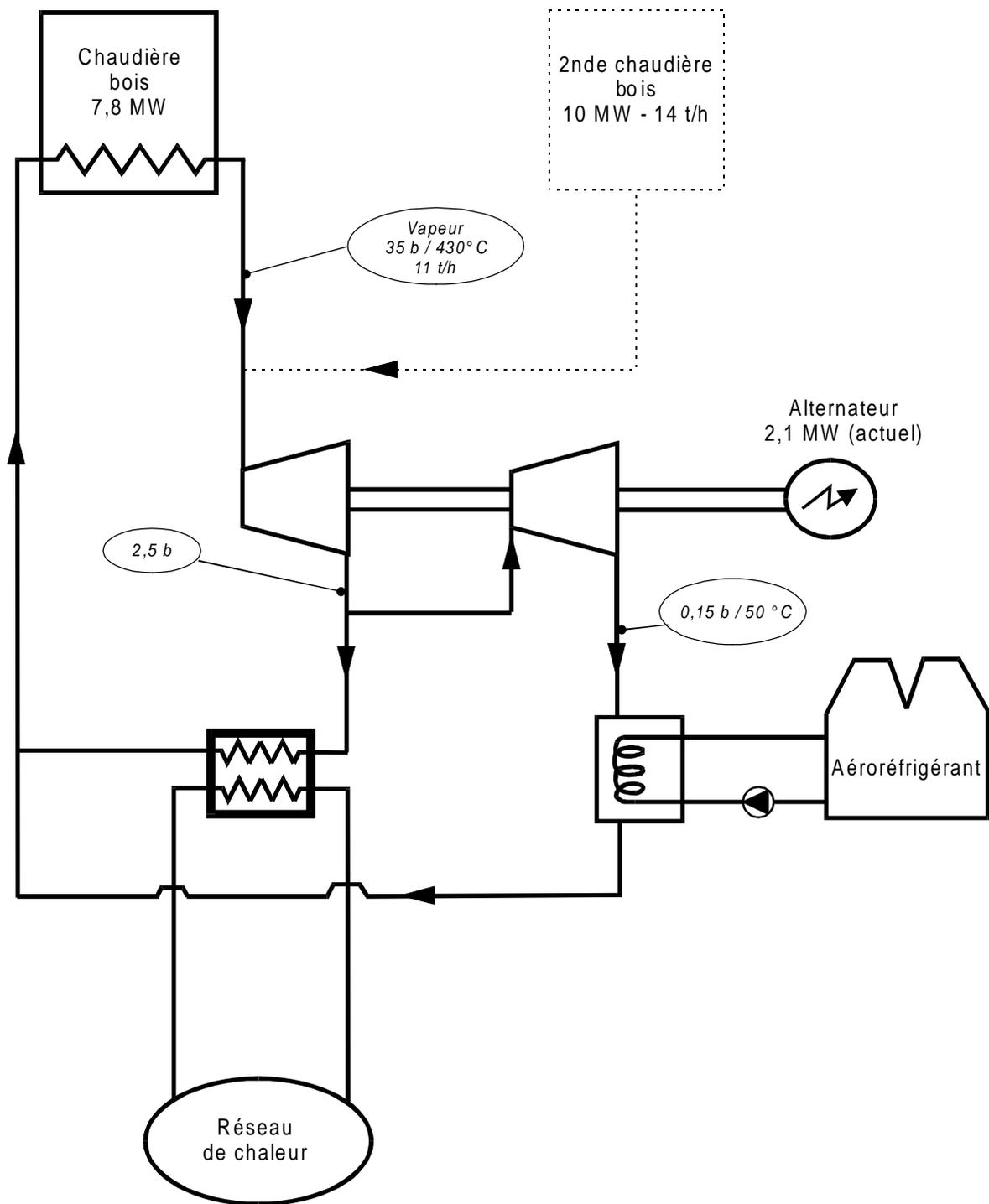


Cette centrale a démarré récemment durant la saison 1999/ 2000, et se trouve pour l'instant en phase de montée en puissance : une deuxième ligne devrait doubler les capacités de cogénération actuelles.

### 2.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service : ..... **Décembre 1999** (chaudière) ;  
..... **Mars 2000** (turbine) ;
- **75 sous-stations**, avec un **réseau de 21 km** (la centrale est nettement excentrée : environ 6 à 8 km avant les premières sous-stations) ;
- **1 chaudière bois** : ..... **7,8 MW** ;
- **1 chaufferie fioul lourd / gaz naturel** existante dans la zone chauffée, conservée **en relève** ;
- **1 turbine vapeur de 5 500 kW**, actuellement en sous-capacité en l'attente de la mise en place de la seconde chaudière : la capacité de production électrique est actuellement de **2,1 MWé** ;
- combustible utilisé : **plaquettes forestières, bois d'emballages broyés, souches broyées**.

### 2.3. Schéma de principe



## 2.4. Les équipements bois

	<b>Chaudière ABB-ALSTOM</b>
- Fluide	Vapeur surchauffée
- Caractéristiques	
. pression	35 bars
. température	430 °C
. débit	11 t/ h
soit une puissance d'environ	7,8 MW
- Production d'énergie	36 000 MWh
- Consommations	
. bois de palettes, emballages	8 000 t/ an soit 24 000 MWh PCI
. broyat de souches et rondins	8 000 t/ an soit 20 000 MWh PCI

## 2.5. Les équipements de production électrique

	<b>Turbine à condensation, à soutirage</b>
- Type	
- Fabricant	KKK
- Puissance électrique	
. capacité totale, à terme	5 500 kWé
. actuellement	
Pbrute :	2 100 kWé
Pnette :	1 800 kWé
- Caractéristiques de la vapeur	Pression entrée : 35 bars T entrée : 430 °C Pression sortie : 0.15 bars Pression soutirage : 2.5 bars
- Production annuelle	
brute :	9 200 MWhé
nette :	8 000 MWhé

Le soutirage à 2,5 bars permet l'alimentation en énergie du réseau de chaleur.

## 2.6. Ratios énergétiques

Consommation : 44 000 MWh PCI

	Production MWh/an	Ratio sur PCI	Taux de valorisation de l'énergie
- Chaudière	36 000	81,8 %	
- Electricité brut	9 200	20,9 %	
net	8 000	18,2 %	
- Valorisation chaleur	20 000	45,5 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	6 800	15,4 %	

La centrale fonctionne en priorité pour la production d'électricité, avec valorisation d'une partie de la chaleur co-produite (environ 75 %), et dissipation du reste en aéroréfrigérants.

## 2.7. Evaluation des coûts

### 2.7.1. Combustible

La centrale de Taufkirchen consomme des bois de palettes et d'emballages, des souches et des rondins déclassés broyés.

Elle réceptionne du combustible prêt à l'emploi et des produits à broyer, puisqu'elle dispose de son propre broyeur.

Combustible	Consommation annuelle MWh PCI	Coût unitaire prêt à l'emploi	Coûts annuels en FF
- Palettes et emballages	24 000	185 F/ t soit 67 F/ MWh PCI	2 960 000
- Souches	20 000		
- Produits déclassés			

### 2.7.2. Investissement

L'investissement se répartit en trois grands postes :

- Le bâtiment :	10 000 000 F	9 %
- Les équipements thermiques, électriques et périphériques :	50 250 000 F	43 %
- Le réseau de chaleur :	56 000 000 F	48 %
	<b>116 250 000 F</b>	<b>100 %</b>

L'ensemble de l'opération a bénéficié d'une aide à l'investissement de 40 %, soit 46 500 000 F. Le calcul de l'annuité d'amortissement se fait sur la base d'un taux d'intérêt de 6 % sur 20 ans. Elle s'élève à **6 081 150 F/an**.

### 2.7.3. *Entretien et maintenance*

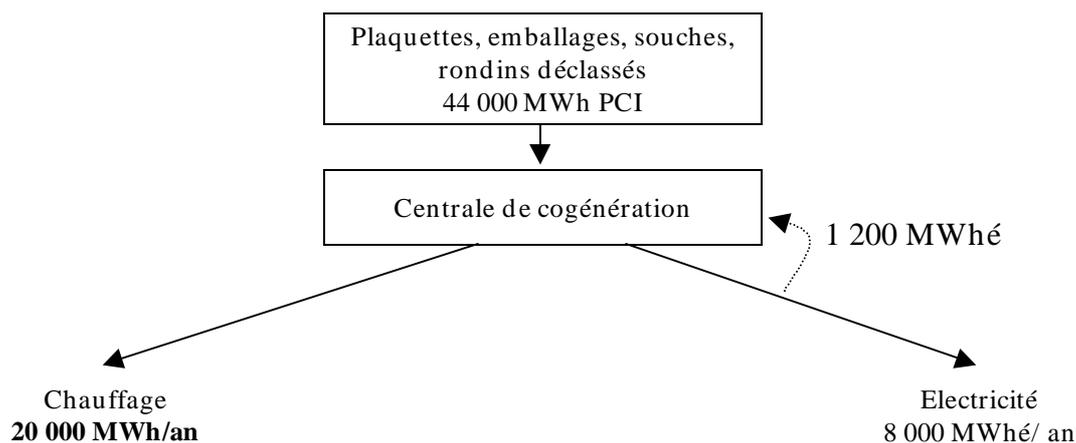
Les coûts d'entretien / maintenance sont estimés à **3 MF/an**, dont 1,5 MF de main-d'œuvre (6 - 8 emplois).

### 2.7.4. *Récapitulatif des coûts annuels*

	Coûts en F/an	en %
<b>Combustible</b>	2 960 000	22 %
<b>Amortissement</b>		
- réseau	2 918 950	
- génie civil	547 300	
- équipements	2 614 900	
<b>Total</b>	<b>6 081 150</b>	<b>55 %</b>
<b>Entretien / maintenance</b>	3 000 000	23 %
<b>Total</b>	<b>12 041 150</b>	<b>100 %</b>

### 2.7.5. *Coût de l'énergie*

La production d'électricité est de 9 200 MWhé, dont 1 200 MWhé sont autoconsommés pour le fonctionnement de la centrale.



Le prix de vente de l'électricité étant fixé, avec obligation d'achat, à 603 F/ MWhé, on peut déterminer le coût de production de l'énergie thermique :

- Coûts totaux annuels :	12 041 150 F
- Recette de vente d'électricité :	4 824 000 F
- Coût total affecté à la production de chaleur :	7 217 150 F
- Coût de l'énergie thermique :	<b>360 F/MWhu</b>

Le prix de vente de l'énergie thermique se situe entre 270 et 335 F/ MWhu, abonnement et consommation compris.

La centrale semble aujourd'hui, en phase de montée en puissance, en déficit.

### ***2.7.6. Bilan de fonctionnement de la centrale***

Le bilan actuel de fonctionnement de la centrale de Taufkirchen est le suivant :

<b>Dépenses</b>		<b>Recettes</b>	
- Combustible	2 960 000	- Vente de chaleur	6 000 000
- Amortissements	6 081 150	(prix moyen : 300 F/ MWhu)	
- Entretien / maintenance	3 000 000	- Vente d'électricité	4 824 000
<b>TOTAL</b>	<b>12 041 150</b>	<b>TOTAL</b>	<b>10 824 000</b>

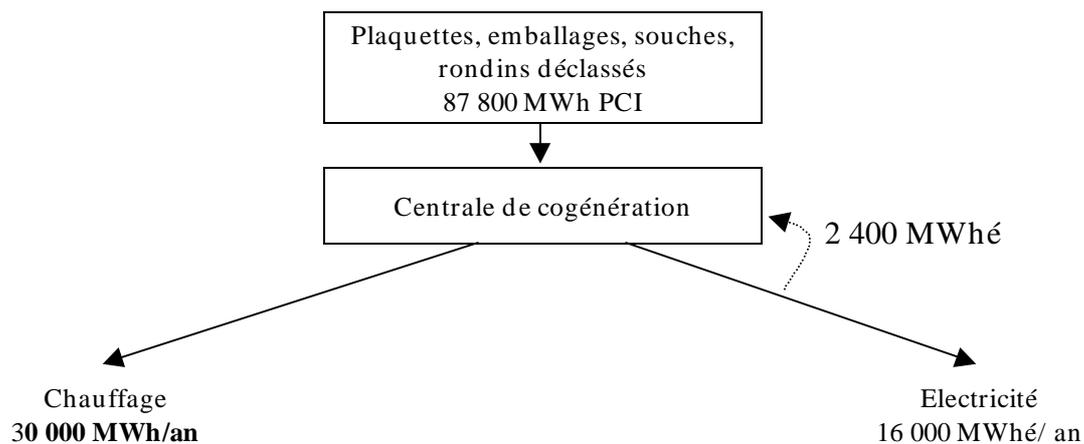
Le bilan fait apparaître un déficit de 1 217 150 F. Il s'explique en partie par le fait que le réseau est en cours de déploiement, et que réseau, bâtiment et VRD sont prévus pour une capacité de production deux fois supérieure à ce qu'elle est actuellement.

### 2.7.7. Perspectives d'amélioration du bilan

L'objectif des opérateurs de la centrale est de pouvoir rapidement mettre en place la deuxième tranche de production et d'augmenter la valorisation de chaleur en étendant un peu le réseau.

On peut estimer le bilan après développement sur la base des hypothèses suivantes :

- extension du réseau de 10 % ;
- augmentation de la valorisation chaleur de 50 % ;
- mise en place d'une seconde chaufferie de 8 MW.



Consommation : 87 800 MWh PCI

	Production MWh/an	Ratio sur PCI	Taux de valorisation de l'énergie
- Chaudière	72 000	82,0 %	
- Electricité brut	18 400	21,0 %	
net	16 000	18,2 %	<b>52,4 %</b>
- Valorisation chaleur	30 000	34,2 %	

Les coûts annuels sont modifiés :

**Combustible** ..... pour 87 800 MWh/ an, soit 30 000 t/ an, **5 882 600 F/an**

**Investissement** ..... - le surcoût de réseau est de 10 %, soit **5 600 000 F**

- le surcoût en centrale (équipements thermiques) est de l'ordre de **20 000 000 F**

Avec une subvention de 40 %, le surcoût est de l'ordre de 15 360 000 F, qui se traduit par une annuité d'amortissement supplémentaire de **1 339 162 F/an**

**Entretien / maintenance** ..... Le surcoût est estimé à **500 000 F/an**

### Bilan après extension :

Le bilan corrigé, en passant à une valorisation thermique de 30 000 MWh/ an et une vente d'électricité de 16 000 MWhu/ an, est le suivant :

Dépenses		Recettes	
- Combustible	5 882 600	- Vente de chaleur	9 000 000
- Amortissements	7 420 312	- Vente d'électricité	9 648 000
- Entretien / maintenance	3 500 000		
<b>TOTAL</b>	<b>16 802 912</b>	<b>TOTAL</b>	<b>18 648 000</b>

Le bilan après extension fait apparaître un bénéfice de l'ordre de **1,85 MF/an**, ce qui est important mais ne représente qu'un peu plus de 2 % de l'investissement consenti par l'opérateur, après déduction des subventions.

Φ *L'investissement principal pour cette opération correspond à la réalisation du réseau de chaleur : d'un coût de 56 MF, il représente 48% de l'investissement total.*

*Le choix d'un éloignement important de la centrale, qui présente l'avantage de s'affranchir des problèmes d'intégration architecturale et logistique, pèse donc lourdement sur l'économie du projet.*

*Avec 7 km de conduite en moins, l'investissement pour le réseau serait réduit d'environ 20 MF, et les coûts annuels de 1,7 MF/an.*

## 3. LIGNE DE COGENERATION BOIS A L'UIOM DE KEMPTEN

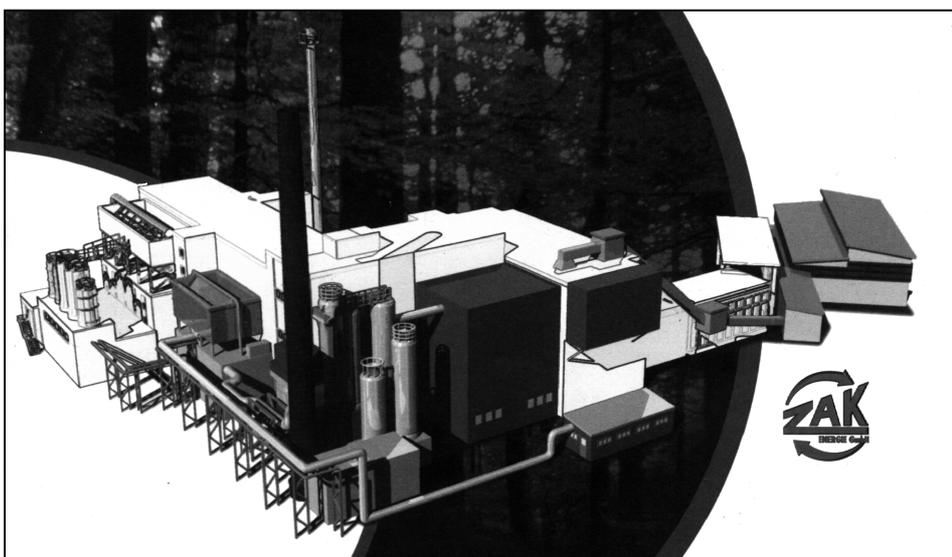
---

### 3.1. Présentation du site

L'entreprise ZAK est une société privée, détenue à 100 % par la ville de Kempten, chargée de la collecte et du traitement des déchets de la commune et des communes avoisinantes.

Dans ce cadre, une première usine d'incinération a été réalisée en 1973, une seconde ligne en 1984 et une troisième au début des années 90, celle de 1973 étant alors démantelée.

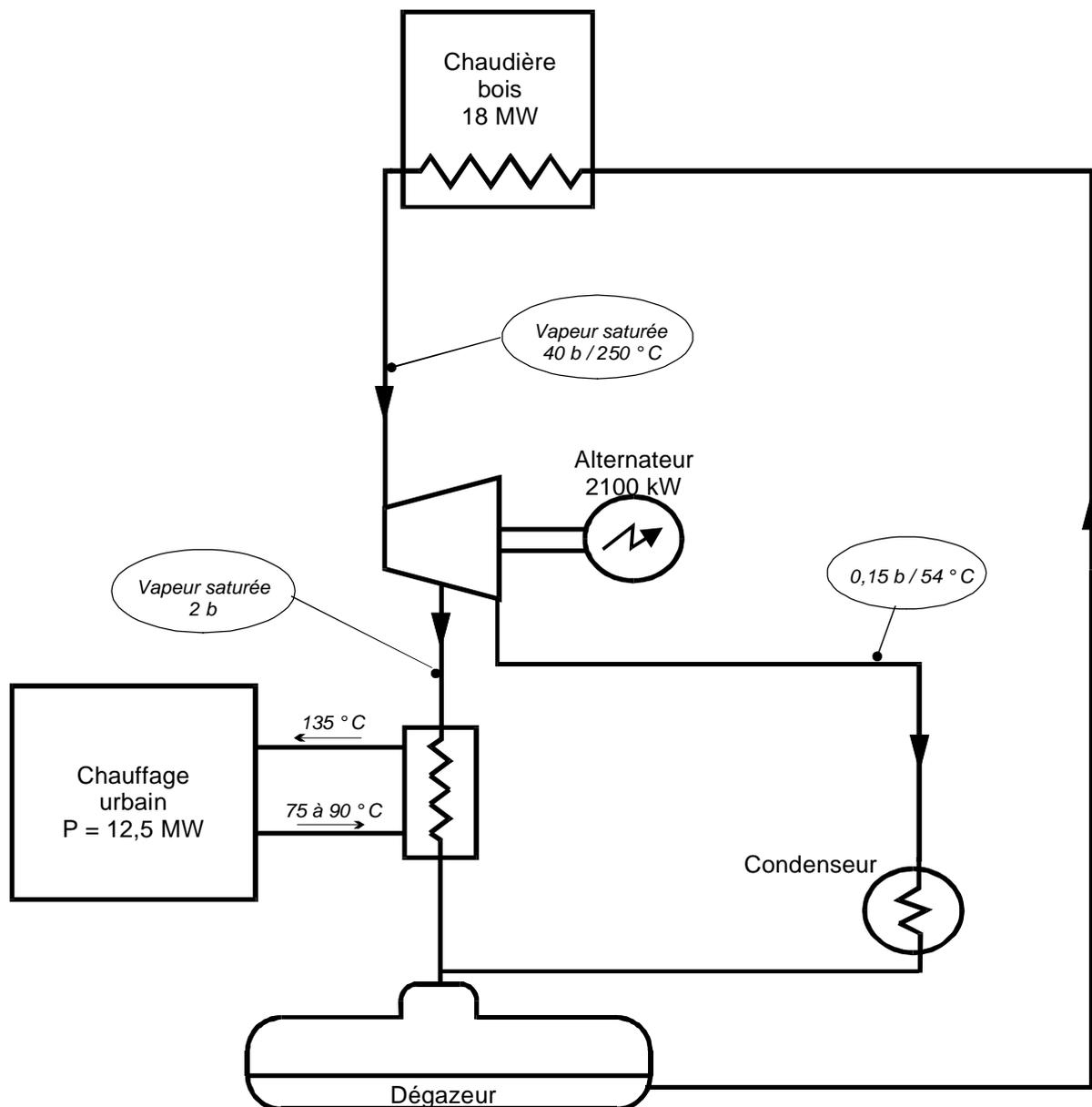
En 1997, la seconde ligne a été réhabilitée et transformée de façon à ne brûler que de la biomasse : réalisation d'aires de stockage et de systèmes d'alimentation de la chaudière, mise en place d'une grille refroidie à l'eau dans le foyer, système d'injection d'ammoniac pour réduire les émissions de NOX.



### 3.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service de la ligne bois : **1997**
- **Réseau de chaleur** de 16,5 km, pour 5 000 équivalents logements raccordés ;
- **1 chaufferie bois de 18 MW ;**
- **1 turbine à vapeur saturée de 2,1 MWé ;**
- Combustibles utilisés : **bois de rebut**, mélange de **bois de déchetterie** et de **plaquettes forestières**.

### 3.3. Schéma de principe



### 3.4. Les équipements bois

	<b>Chaudière BAUMGARTE</b>
- Fluide	Vapeur saturée
- Caractéristiques	
. pression	25 bars
. température	225 °C
. puissance	18 MW
soit un débit d'environ	30 t/ h
- Production d'énergie	39 400 MWh/ an
- Consommations	
. bois de rebut, déchetteries	10 000 t/ an
. plaquettes forestières	6 000 t/ an
PCI moyen de 2,9 MWh/ t	46 400 MWh PCI/ an

### 3.5. Les équipements de production électrique

- Type	<b>Turbine à contrepression, à vapeur saturée</b>
- Fabricant	SIEMENS
- Puissance électrique	brute : 2,1 MWé nette : 1,85 MWé
- Caractéristiques de la vapeur	Pression entrée : 25 bars T entrée : 225 °C Pression sortie : 2 bars
- Production annuelle	brute : 4 000 MWhé nette : 3 600 MWhé

### 3.6. Ratios énergétiques

Consommation : 46 400 MWh PCI/ an

	<b>Production MWh/an</b>	<b>Ratio sur PCI</b>	<b>Taux de valorisa- tion de l'énergie</b>
- Chaudière	39 400	84,9 %	
- Electricité brut	4 000	8,6 %	<b>61,6%</b>
net	3 600	7,8 %	
- Valorisation chaleur	25 000	53,9 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	10 400	22,4 %	

Environ 75 % de la chaleur produite est valorisée sur le réseau de chaleur ; le reste est dissipé en aérorefrigérants.

### 3.7. Evaluation des coûts

#### 3.7.1. Combustible

La centrale de Kempten consomme des bois de 35 déchetteries et des plaquettes forestières, par l'intermédiaire d'une société communale chargée de la collecte, du conditionnement et du stockage éventuel des produits.

Cette société vend un combustible à un prix moyen de 95 F/ t, répartis en 20 F/ t pour les bois de rebut et 220 F/ t pour la plaquette forestière.

Combustible	Consommation annuelle		Coût unitaire F/t	Coûts annuels F
	t	MWh PCI		
- Bois de rebut	10 000	32 000	20	200 000
- Plaquettes forestières	6 000	14 400	220	1 320 000
<b>TOTAL</b>	<b>16 000</b>	<b>46 400</b>	<b>95</b>	<b>1 520 000</b>

#### 3.7.2. Investissement

L'investissement consenti pour la réhabilitation de la ligne d'incinération et l'adaptation au combustible bois (création d'un stockage, d'un système de convoyage, dé-NOx...) était en 1997 de 40 MF.

L'opération a bénéficié d'une aide à l'investissement de la part du Länder de Bavière de 12 MF (30 % du total).

Le calcul de l'unité d'amortissement se fait sur 15 ans, au taux de 6 %. Elle s'élève à **2 882 600 F/an.**

#### 3.7.3. Entretien et maintenance

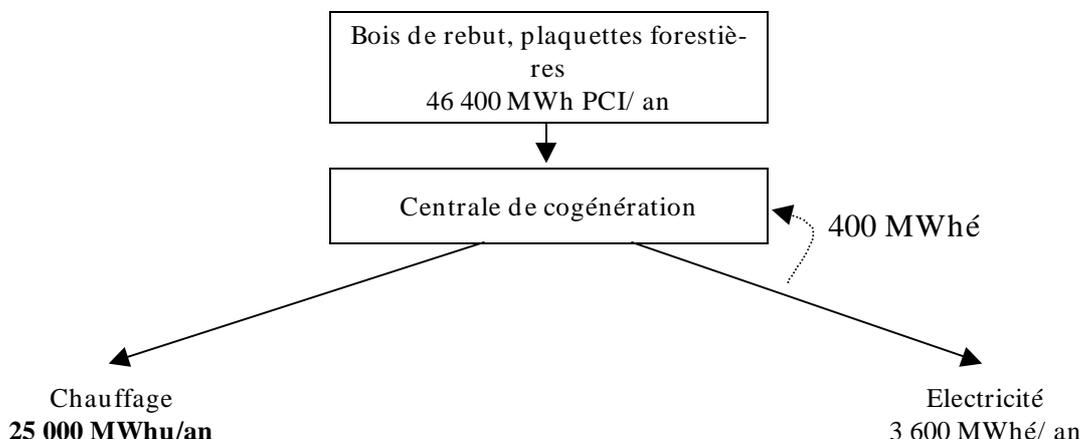
Les coûts d'entretien / maintenance sont estimés à **3 000 000 F/an.**

#### 3.7.4. Récapitulatif des coûts annuels

	Coûts en F/an	en %
<b>Combustible</b>	1 520 000	21 %
<b>Amortissement</b>	2 882 960	39 %
<b>Entretien / maintenance</b>	3 000 000	40 %
<b>Total</b>	<b>7 402 960</b>	<b>100 %</b>

### 3.7.5. Bilan de fonctionnement de la centrale

La production d'électricité de la ligne "bois-énergie" est de 3 600 MWhé/ an commercialisés, et 400 MWhé/ an consommés par la centrale elle-même pour son fonctionnement.



Le prix de vente moyen de l'énergie est de 623 F/ MWhé pour l'électricité, et 190 F/ MWh pour la chaleur.

Le bilan de l'opération pour la société ZAK Energie est le suivant :

Dépenses		Recettes	
- Combustible	1 520 000	- Vente de chaleur	4 750 000
- Amortissements	2 882 960	- Vente d'électricité	2 242 800
- Entretien / maintenance	3 000 000		
<b>TOTAL</b>	<b>7 402 960</b>	<b>TOTAL</b>	<b>6 992 800</b>

Le bilan est relativement équilibré, faisant apparaître un léger déficit de 5 %, ce qui, aux approximations près, traduit une opération blanche.

Pour améliorer l'économie de l'installation, il est prévu une surchauffe de la vapeur et la mise en place d'une autre turbine à contrepression.

Φ *La centrale de Kempten est l'illustration de l'intérêt de profiter d'opportunités locales pour développer des centrales bois-énergie : réhabiliter une ancienne ligne de combustion de déchets pour brûler de la biomasse permet à la collectivité de valoriser de la plaquette forestière qui ne serait pas allée vers une UIOM.*

*Pour l'opérateur, cette opération lui permet en outre de bénéficier d'un tarif d'achat de l'électricité plus intéressant.*



## 4. CENTRALE ELECTRIQUE DE SCHONGAU-ALTENSTADT

---

### 4.1. Présentation du site

La centrale électrique de Schongau-Altenstadt est une centrale privée, initiative de M. Schuster, qui possède également une usine de fabrication de grappins industriels.

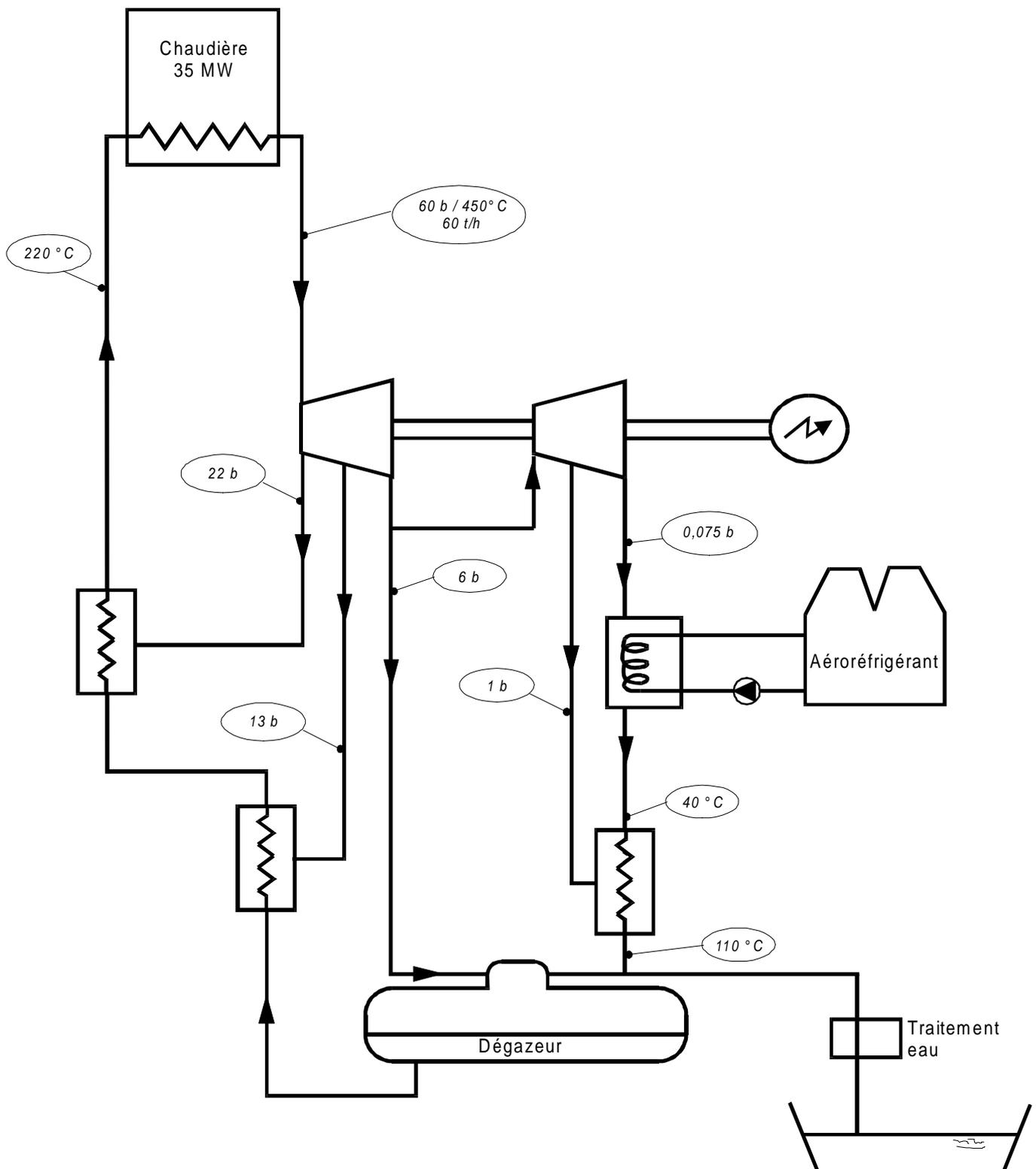
Créée à la faveur de la mise en place de la tarification favorable d'achat de l'électricité produite par le bois, cette centrale ne valorise, à ce jour, pas du tout la chaleur co-produite. Des projets sont à l'étude pour implanter une usine de fabrication de granulés à côté de la centrale, qui pourrait utiliser de la vapeur BP et/ou de l'eau chaude pour son process.



### 4.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service : ..... **Septembre 1999** ;
- **1 chaudière bois (BAY)** : ..... **35 MW** ;
- **1 ensemble turbo-alternateur (SIEMENS)** : ..... **11,4 MWé** ;
- combustible utilisé : **tous types de bois**, y compris des **bois de rebut**, des **plaquettes forestières**, des **broyats de souches**...

### 4.3. Schéma de principe



#### 4.4. Les équipements bois

	<b>Chaudière BAY</b>
- Type	Lit fluidisé dense
- Fluide	Vapeur surchauffée
- Caractéristiques	
. pression	60 bars
. température	460 °C
. débit	50 - 60 t/ h
soit une puissance d'environ	35 MW
- Production d'énergie	280 000 MWh/ an
- Consommations	
. bois de rebut secs (PCI 3 800 kWh/ t)	50 000 t/ an soit 190 000 MWh PCI/ an
. déchets divers humides (PCI 2 500 kWh/ t)	60 000 t/ an soit 150 000 MWh PCI/ an

#### 4.5. Les équipements de production électrique

	<b>Turbine à condensation, à soutirage</b>
- Type	
- Fabricant	SIEMENS
- Puissance électrique	
. brute	11,34 MWé
. nette	10 MWé
- Caractéristiques de la vapeur	Pression entrée : 60 bars T entrée : 460 °C Soutirage à : 22, 13, 6, 1 bars Pression sortie : 75 mbars
- Production annuelle	brute : 88 000 MWhé nette : 78 000 MWhé

#### 4.6. Ratios énergétiques

Consommation : 340 000 MWh PCI/ an

	<b>Production MWh/an</b>	<b>Ratio sur PCI</b>	<b>Taux de valorisation de l'énergie</b>
- Chaudière	280 000	82 %	
- Electricité brut	88 000	26 %	<b>23 %</b>
net	78 000	23 %	
- Valorisation chaleur	0	0 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	192 000	56,5%	

Avec un système bien optimisé par le jeu des soutirages, le rendement moyen annuel de production électrique nette est relativement élevé (23%), mais l'efficacité énergétique globale est faible, du fait d'une production d'électricité seule.

## 4.7. Evaluation des coûts

### 4.7.1. Combustible

La diversité des combustibles utilisés se traduit par une grande diversité dans les modalités d'approvisionnement : certains produits sont achetés prêts à l'emploi et livrés à la centrale ; pour d'autres, le fournisseur paie pour l'enlèvement de ses produits, la centrale disposant de 4 camions dédiés à son approvisionnement, d'un broyeur et d'un crible.

Les prix vont donc d'un droit de dépôt de 70 F/ t à l'achat à 170 F/ t. Le prix moyen est de l'ordre de 60 F/ t, soit environ 20 F/ MWh PCI.

Le coût annuel d'approvisionnement est de **6 800 000 F/an**, auxquels il faut ajouter environ **3 000 000 F/an** de main-d'œuvre, transport et conditionnement des produits les plus bas de gamme.

Le prix moyen entrée chaudière se situe donc autour de 30 F/ MWh PCI.

### 4.7.2. Investissement

L'investissement total pour la centrale s'élève à **190 MF**, dont 35 MF pour l'ensemble du turbo-alternateur.

La centrale a bénéficié d'une aide d'un montant de **85 MF** (45 % du total) à parité par le Lander de Bavière et l'Etat fédéral.

L'annuité d'amortissement calculée sur 15 ans, avec un taux de 6 %, s'élève donc à **10 811 000 F/an**.

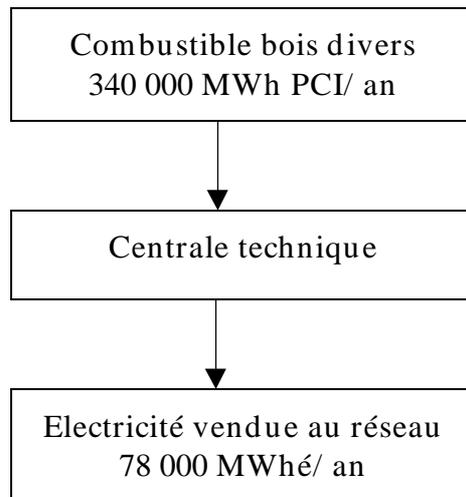
### 4.7.3. Exploitation et maintenance

Les coûts d'exploitation / maintenance s'élèvent à **11 MF/an**, dont 3 MF de main-d'œuvre (équipe d'exploitation en 3/ 8).

### 4.7.4. Récapitulatif des coûts annuels

	Coûts en F/an	en %
<b>Combustible</b>	9 800 000	32 %
<b>Amortissement</b>	10 811 000	36 %
<b>Entretien / maintenance</b>	11 000 000	36 %
<b>Total</b>	<b>30 611 000</b>	<b>100 %</b>

#### 4.7.5. Bilan de fonctionnement de la centrale



Du fait de la consommation de bois de rebut et d'autres combustibles bas de gamme (et partiellement "pollués"), la centrale ne vend qu'une partie de l'électricité produite au tarif "biomasse", l'autre à un tarif nettement moins intéressant. Environ la moitié de l'électricité produite est vendue 603 F/ MWhé, l'autre 235 F/ MWhé.

Dépenses		Recettes	
- Combustible	9 800 000	- Vente d'électricité	
- Amortissement	10 811 000	. tarif haut	23 517 000
- Exploitation / maintenance	11 000 000	. tarif bas	9 165 000
<b>TOTAL</b>	<b>31 611 000</b>	<b>TOTAL</b>	<b>32 682 000</b>

Le bilan fait apparaître un léger bénéfice (3 %), mais ne constitue pas une opération financièrement très intéressante (TRI d'environ 3 % sur 15 ans).

Monté avec un prix d'achat de l'électricité à 603 F/ MWhé pour la totalité de l'électricité vendue, tel qu'il était initialement prévu, le projet aurait permis de dégager un bénéfice de l'ordre de 15 500 000 F/ an, avec un TRI sur 15 ans d'environ 17 %.

#### 4.7.6. Améliorer le bilan de la centrale

Une piste envisagée pour améliorer le bilan est de monter, à côté de la centrale, une usine de fabrication de granulés de bois. La conséquence serait sans doute une baisse de quelques points du rendement électrique moyen de la centrale, mais une valorisation d'une partie de la chaleur co-produite.

Même si l'intérêt économique est à analyser de manière globale avec la fabrication et la vente de granulés, on peut poser quelques hypothèses de calcul :

Investissement complémentaire sur la centrale .....	<b>5 MF</b> , donc une annuité supplémentaire de 515 000 F
Nouveau rendement électrique moyen .....	<b>21 %</b> , donc une production d'électricité de 71 400 MWhé
Prix de valorisation de la chaleur .....	<b>110 F/MWhu</b>
Valorisation de 25 % de la chaleur co-produite .....	<b>50 000 MWhu</b>

Le bilan serait alors le suivant :

Dépenses		Recettes	
- Combustible	9 800 000	- Vente d'électricité	
- Amortissements	11 326 000	. tarif haut	21 527 100
- Exploitation / maintenance	11 000 000	. tarif bas	8 389 500
		- Vente de chaleur	5 500 000
<b>TOTAL</b>	<b>32 126 000</b>	<b>TOTAL</b>	<b>35 416 600</b>

Le bénéfice serait de l'ordre de 3,3 MF/ an, soit 10 % du chiffre d'affaires et un TRI de l'ordre de 6 % sur 15 ans.

⊕ *La centrale de Schongau-Altenstadt doit impérativement trouver un débouché pour une partie au moins de la chaleur co-produite.*

*En l'absence de consommateur important à proximité de la centrale, il est donc envisagé de créer une industrie dont l'un des objectifs sera d'utiliser cette chaleur, sous forme d'eau chaude ou de vapeur.*

*On peut penser qu'adopter le raisonnement inverse (créer la centrale en fonction de la localisation des consommateurs de chaleur potentiels) aurait été plus judicieux.*

*A la décharge des concepteurs, notons que si la centrale avait pu bénéficier du tarif biomasse sur l'ensemble de sa production d'électricité, elle aurait été beaucoup plus rentable (mais avec une efficacité énergétique globale contestable).*

*Une puissance électrique de 11 MWé semble être le seuil de rentabilité pour une unité de production d'électricité seule, dans les conditions actuelles du tarif "biomasse" allemand.*

## 5. CENTRALE DE COGENERATION DE SULZBACH-ROSENBERG

---

### 5.1. Présentation du site

La centrale de cogénération de Sulzbach-Rosenberg a été montée au milieu des années 90, sur la base d'un tarif d'achat de l'électricité inférieur à ce qu'il est aujourd'hui.

Il s'agit d'une centrale privée qui fournit de la chaleur au réseau de chaleur communal.

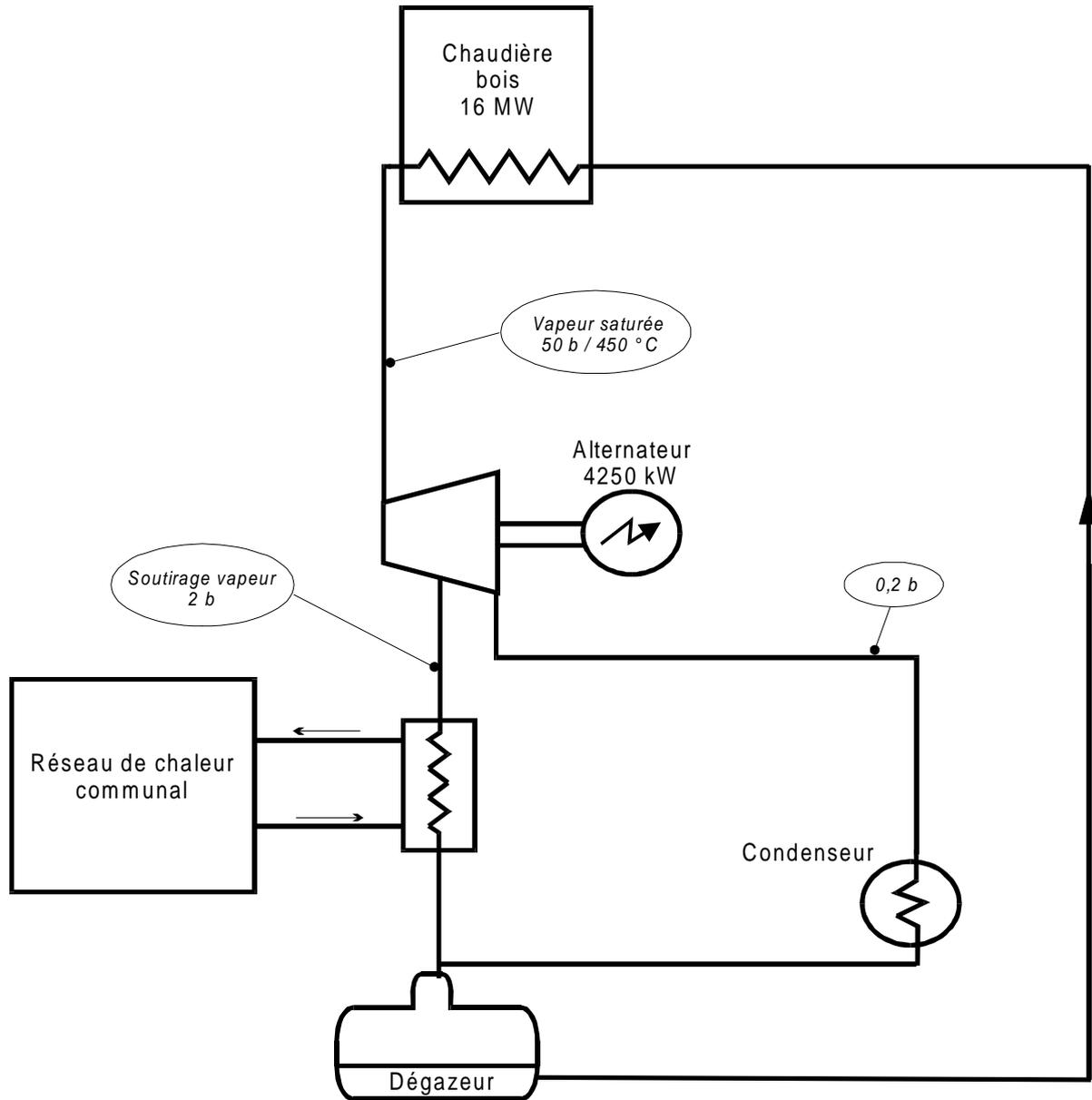
Il s'agissait à l'époque, avec 4,2 MW<sub>é</sub>, de la plus grande centrale de cogénération à partir de biomasse en Bavière, en dehors de l'industrie.



### 5.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service : **mai 1995**
- **1 chaudière bois de 16 MW ;**
- **1 turbine à vapeur de 4 250 kW<sub>é</sub> ;**
- Combustible utilisé : **essentiellement des bois de rebut.**

### 5.3. Schéma de principe



## 5.4. Les équipements thermiques bois

	<b>Chaudière STANDARD</b>
- Fluide	Vapeur surchauffée
- Caractéristiques	
. pression	50 bars
. température	450 °C
. débit	22 t/ h
soit une puissance d'environ	16 MW
- Production d'énergie	115 000 MWh th/ an
- Consommations	
. bois de rebut	38 000 t/ an environ 140 000 MWh PCI/ an

## 5.5. Les équipements de production électrique

	<b>Turbine à condensation</b>
- Type	
- Fabricant	Blohen & Voos
- Puissance électrique	
. brute	4 250 kWé
. nette	3 900 kWé
- Caractéristiques de la vapeur	Pression entrée : 50 bars T entrée : 450 °C Pression sortie : 0,2 bar
- Production annuelle	
. brute	27 300 MWhé/ an
. nette	25 000 MWhé/ an

## 5.6. Ratios énergétiques

Consommation : 140 000 MWh PCI/ an

	<b>Production MWh/an</b>	<b>Ratio sur PCI</b>	<b>Taux de valorisa- tion de l'énergie</b>
- Chaudière	115 000	82 %	
- Electricité brut	27 300	19 %	<b>28 %</b>
net	25 000	18 %	
- Valorisation chaleur	14 000	10 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	73 700	52,6 %	

La centrale était initialement prévue pour alimenter en vapeur une entreprise de métallurgie voisine, qui à ce jour n'est plus alimentée, ce qui explique le faible taux de valorisation de l'énergie thermique coproduite (à peine 15 % de la chaleur coproduite est effectivement valorisée).

## **5.7. Evaluation des coûts**

La centrale de Sulzbach-Rosenberg est la seule pour laquelle il ne nous a pas été possible de recueillir les éléments économiques nécessaires pour notre analyse.

## 6. COGENERATION DANS L'INDUSTRIE : KARL NIED GMBH A ASSAMSTADT

---

### 6.1. Présentation du site

La scierie / parquetterie Karl Nied GmbH est relativement isolée par rapport aux réseaux électriques MT et n'est pas raccordée au réseau de distribution de l'électricité. Depuis 20 ans, elle est équipée de son propre équipement de production d'électricité à partir de ses déchets de fabrication et utilise un moteur à vapeur Spilling.

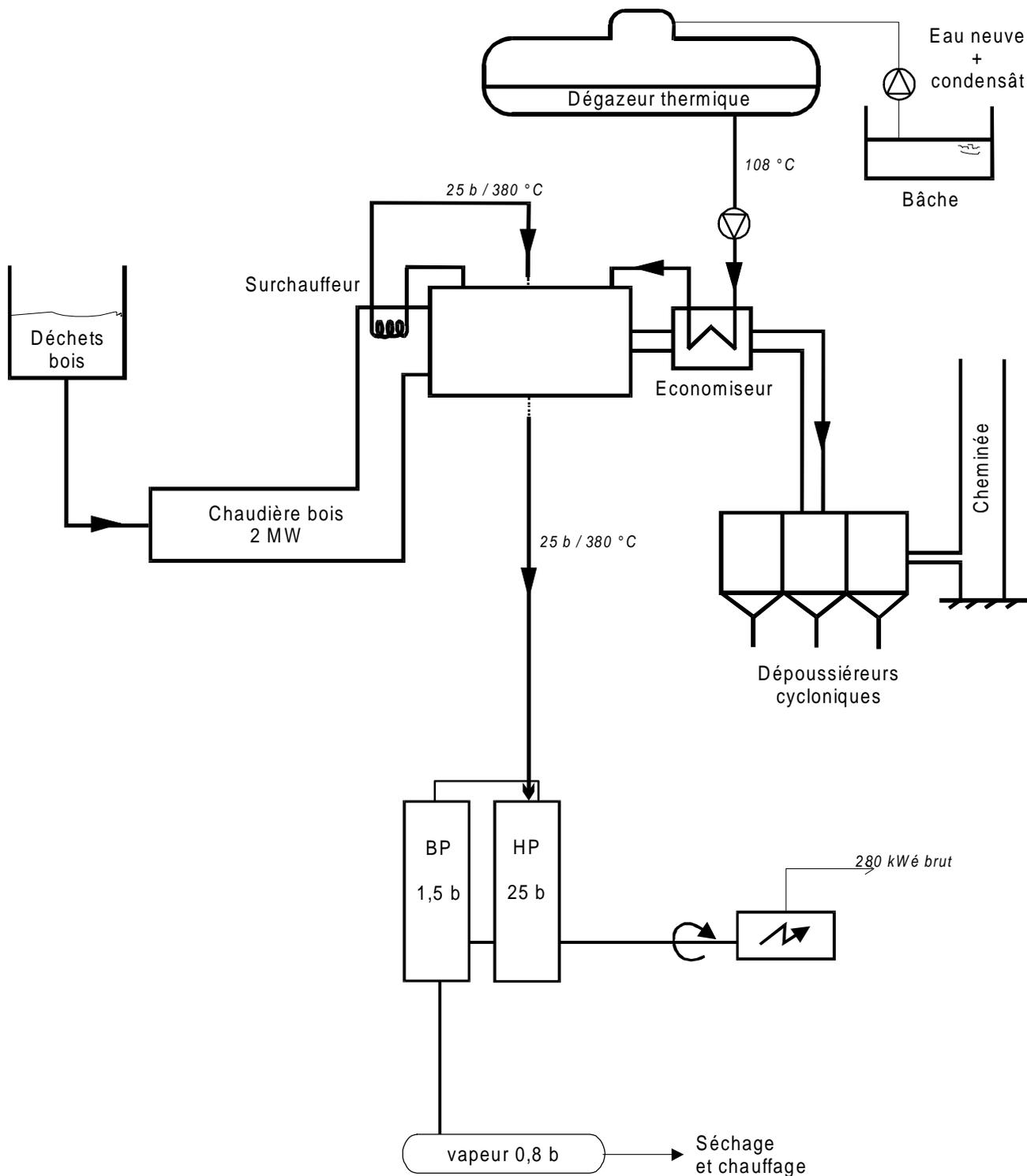
L'énergie thermique cogénérée est utilisée pour le chauffage des ateliers et pour le séchage des 4 000 m<sup>3</sup> de bois produits. La question du raccordement et de la vente d'électricité au réseau se pose actuellement, mais le coût de raccordement et le prix de l'électricité sur ce type de site semblent encore très dissuasifs.



### 6.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service : ..... 1982 ;
- 1 **chaudière bois** (LAMBION) : ..... 2 MW ;
- 1 **moteur à vapeur** (Spillingwerk) : ..... 250 kWé ;
- Combustible utilisé : **sciures et chutes finement broyées.**

### 6.3. Schéma de principe



## 6.4. Les équipements thermiques bois

	<b>Chaudière LAMBION</b>
- Fluide	Vapeur surchauffée
- Caractéristiques	
. pression	25 bars
. température	380 °C
. débit	2,5 t/ h
- Production d'énergie	4 000 MWh th/ an
- Consommations	
. sciures et chutes broyées	1 400 t/ an soit 5 300 MWh PCI/ an

## 6.5. Les équipements de production électrique

	<b>Moteur à vapeur 2 cylindres</b>
- Type	SPILLINGWERK
- Fabricant	
- Puissance électrique	brute : 250 kWé nette : 220 kWé
- Caractéristiques de la vapeur	Pression entrée : 25 bars T entrée : 380 °C Pression sortie : 0,8 bar
- Production annuelle	brute : 500 MWhé nette : 440 MWhé

## 6.6. Ratios énergétiques

Consommation : 5 300 MWh PCI/ an

	<b>Production MWh/an</b>	<b>Ratio sur PCI</b>	<b>Taux de valorisation de l'énergie</b>
- Chaudière	4 000	75 %	
- Electricité brut	500	9,4 %	<b>51 %</b>
net	440	8,3 %	
- Valorisation chaleur	2 300	53,9 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	1 200	22,6 %	

Sur cette centrale, la production d'électricité est prioritaire pour assurer les besoins de l'usine, ce qui explique le taux relativement faible de valorisation de la chaleur.

## 6.7. Evaluation des coûts

### 6.7.1. Combustible

Le combustible est considéré comme gratuit : l'utilisation en chaufferie nécessite un minimum de conditionnement (broyage des chutes) mais constitue un débouché pour des produits encombrants pour l'industriel.

### 6.7.2. Investissement

L'installation complète a coûté, en 1982, **4 millions de Francs**. Le montant d'investissement serait aujourd'hui de l'ordre de 5,7 millions de Francs :

- chaufferie bois (chaudière, génie civil...)	4 500 000 F
- moteur Spilling, alternateur et périphériques :	<u>1 200 000 F</u>
	<b>5 700 000 F</b>

Sur la base d'un amortissement sur 10 ans, à un taux de 6 %, l'annuité d'amortissement est de **775 000 F/an**. L'installation n'a à l'époque bénéficié d'aucune aide à l'investissement. Avec une aide de 20 %, l'annuité serait de **620 000 F/an**.

### 6.7.3. Entretien et maintenance

Les coûts d'entretien / maintenance sont estimés à **200 000 F/an**.

### 6.7.4. Récapitulatif des coûts annuels

	Coûts	en %	
	F/an	hors subv.	avec subv.
<b>Combustible</b>	0	0	0
<b>Amortissement</b>			
- hors subvention	775 000	80 %	-
- avec subvention	620 000	-	76 %
<b>Entretien / maintenance</b>	200 000	20 %	24 %
<b>Total hors subvention</b>	<b>975 000</b>	<b>100</b>	<b>-</b>
<b>Total avec subvention</b>	<b>820 000</b>	<b>-</b>	<b>100</b>

### 6.7.5. Coût de l'énergie

Dans le cas présent, l'intérêt économique et le coût de l'énergie peuvent être analysés en comparant les 2 options qui s'offraient à l'industriel lors du choix d'un système :

- une installation de cogénération à partir des sous-produits de l'entreprise, développée ci-dessus ;
- un raccordement au réseau électrique et une chaudière fioul ou bois à eau chaude pour les besoins de séchage et de chauffage.

Dans cette seconde hypothèse, les coûts sont les suivants :

		Chaufferie bois	Chaufferie fioul
Investissement en chaufferie	kF	2 500	600
Coût de raccordement au réseau électrique	kF	1 300	
<b>Total des investissements</b>	<b>kF</b>	<b>3 800</b>	<b>1 900</b>
Coûts de combustible	kF/ an	0	574
Coûts d'entretien / maintenance	kF/ an	125	36
Achats d'électricité	kF/ an	330	310
<b>Coûts annuels</b>	<b>kF/an</b>	<b>455</b>	<b>920</b>

Le choix d'une centrale de cogénération à partir des sous-produits de l'entreprise correspond à un investissement de **5 700 kF** hors subvention, et de **4 560 kF** avec une aide de 20% à l'investissement. En revanche, les coûts annuels se résument alors aux coûts d'entretien et de maintenance, qui ne sont que de **200 kF/an**.

On peut donc déterminer le temps de retour de la solution de cogénération sur site par rapport à un raccordement au réseau électrique :

Par rapport à un raccordement au réseau et une chaufferie ◇			<b>bois</b>	<b>fioul</b>
Surcoût d'investissement	hors subvention	kF	1 900	3 800
	avec subvention	kF	760	2 660
Economie annuelle		kF/ an	255	720
<b>Temps de retour brut sur investissement</b>	hors subvention	années	<b>7,5</b>	<b>5,3</b>
	avec subvention	années	<b>3,0</b>	<b>3,7</b>

On peut déterminer, à titre indicatif, des coûts de production de l'électricité (440 MWhé/ an) par la centrale de cogénération, en prenant comme prix de valorisation de l'énergie thermique le coût de production avec une simple chaudière à bois (que l'on a estimé à 200 F/ MWhu<sup>1</sup>) :

		<b>Hors subventions</b>	<b>Avec subventions</b>
Coûts d'exploitation de la centrale de cogénération, y compris amortissement	F/ an	975 000	820 000
Coûts de production de l'énergie thermique par une chaufferie bois	F/ an	460 000	
Coût à affecter à la production d'électricité	F/ an	515 000	360 000
<b>Coût unitaire de l'électricité</b>	cF/ kWhé	<b>117</b>	<b>82</b>

Ce coût élevé de production de l'électricité est à comparer au prix de l'électricité proposé à l'industriel (70 cF/ kWhé) et au coût de raccordement au réseau électrique très élevé (1 300 kF).

<sup>1</sup> Prix relativement élevé, dû à une durée de fonctionnement annuelle relativement faible, de l'ordre de 1 500 h/an, ce qui pénalise l'amortissement des équipements.

Dans la solution actuelle du directeur de Karl Nied GmbH, la problématique est beaucoup plus simple : il dispose d'un équipement amorti, ancien mais qui fonctionne. La production d'énergie thermique et électrique lui coûte donc en tout et pour tout 200 kF/ an. Il n'a donc aucun intérêt à envisager le raccordement au réseau.

La comparaison proposée s'entend donc dans l'hypothèse ou l'industriel doit renouveler son installation.

**Φ** *La centrale de cogénération de l'entreprise Karl Nied GmbH à Assamstadt est donc une opération intéressante, essentiellement grâce aux coûts très dissuasifs d'un raccordement au réseau et de distribution de l'électricité.*

*Abstraction faite de ce contexte local, les coûts de production de l'énergie, autour de 1 F/kWhé, sont relativement élevés. Un investissement lourd dans cette gamme de puissance (26 000 F/kWé) et une durée de fonctionnement trop courte sur l'année (2000 h/an) pénalisent un projet de ce type.*



## 7. COGENERATION DANS L'INDUSTRIE : OWI, A LOHR

---

### 7.1. Présentation du site

L'entreprise OWI (Oscar Winkler KG) fait du thermoformage de bois contreplaqué, exporté dans le monde entier pour faire des sièges et autres mobiliers. Elle s'est équipée, en 1964, d'une installation pour la valorisation énergétique de ses déchets de bois, essentiellement des chutes et sciures, qui produit la chaleur nécessaire aux besoins de l'entreprise et qui, jusqu'à une période récente, produisait une partie de ses besoins en électricité.

Avec la mise en place de la tarification majorée pour le bois-électricité, la société a revu sa stratégie : elle brûle désormais, outre sa propre production de déchets, des bois de rebut provenant des industries et collectivités voisines, produit de l'électricité qu'elle revend intégralement au réseau (au prix fort : 670 F/ MWhé) et n'achète que ce qui lui est nécessaire (à un prix négocié de 167 F/ MWhé).

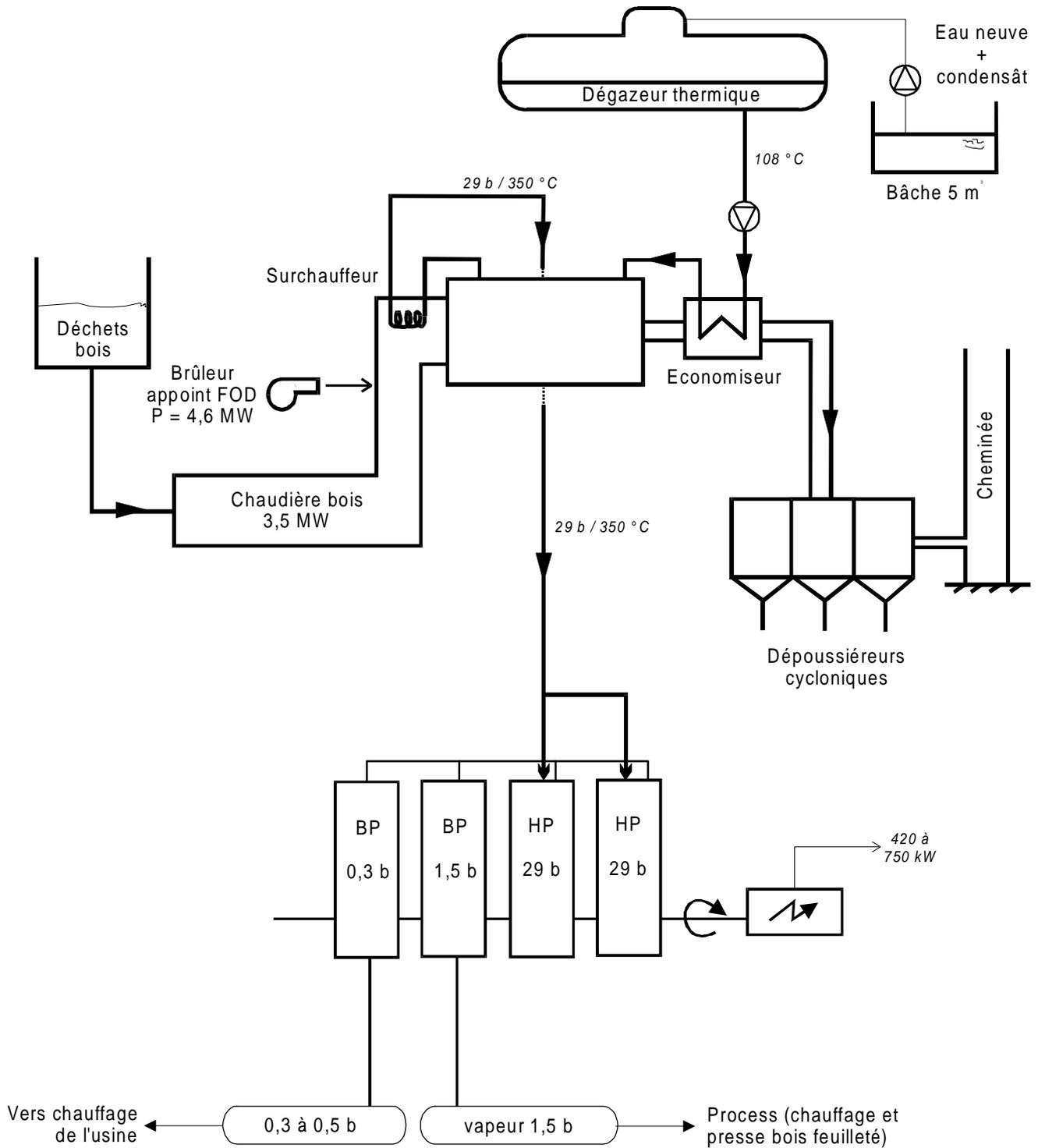


Autre particularité du site, le générateur d'électricité est un moteur à vapeur, de marque Spilling.

### 7.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service : **1964**
- **1 chaudière bois de 3,5 MW ;**
- **1 brûleur fioul, en appoint secours, de 4,6 MW ;**
- **1 moteur à vapeur Spilling de 460 kWé ;**
- Combustible utilisé : **déchets de production** (sciures, chutes...) et **bois de rebut.**

### 7.3. Schéma de principe



## 7.4. Les équipements thermiques bois

	<b>Chaudière LOOS (Lambion)</b>
- Fluide	Vapeur surchauffée
- Caractéristiques	
. pression	29 bars
. température	350 °C
. débit	4,2 t/ h
soit une puissance d'environ	3,5 MW
- Production d'énergie	18 500 MWh/ an
- Consommations	
. déchets autoproduits	4 500 t/ an 16 000 MWh PCI/ an
. bois de rebut	2 000 t/ an 7 000 MWh PCI/ an

## 7.5. Les équipements de production électrique

	<b>Moteur à vapeur 4 cylindres</b>
- Type	SPILLINGWERK
- Fabricant	
- Puissance électrique	brute : 460 kWé nette : 410 kWé
- Caractéristiques de la vapeur	Pression entrée : 29 bars T entrée : 350 °C Pression sortie : 0,3 bar Soutirage : 1,5 bars pour process
- Production annuelle	brute : 2 400 MWhé nette : 2 100 MWhé

## 7.6. Ratios énergétiques

Consommation : 23 000 MWh PCI/ an

	<b>Production MWh/an</b>	<b>Ratio sur PCI</b>	<b>Taux de valorisation de l'énergie</b>
- Chaudière	18 500	80,4 %	
- Electricité brut	2 400	10,4 %	<b>44,1 %</b>
net	2 100	9,1 %	
- Valorisation chaleur	8 000	35 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	8 100	35,2 %	

## 7.7. Evaluation des coûts

### 7.7.1. Combustible

Les combustibles autoproduits sont considérés comme gratuits, car l'entreprise considère que même si elle n'avait pas sa chaufferie, elle devrait faire un minimum de conditionnement pour évacuer ses déchets.

Les bois de rebut sont réceptionnés gratuitement ou achetés à bas prix autour de 40 F/ tonne.

Le prix moyen est d'environ 25 F/ t.

Combustible	Consommation annuelle MWh PCI	Coût unitaire	Coûts annuels F
- Déchets autoproduits	16 000	0	0
- Bois de rebut	7 000	25 F/ t 710 F/ MWh PCI	49 000
TOTAL	23 000	2 F/ MWh PCI	49 000

### 7.7.2. Investissement

L'investissement, réalisé en 1964, est aujourd'hui largement amorti mais, si l'on se place dans l'hypothèse d'un nouvel équipement, l'investissement se répartit comme suit :

- chaufferie bois (chaudière, génie civil...) :	7 000 000 F
- moteur Spilling, alternateur et périphériques :	<u>2 000 000 F</u>
	<b>9 000 000 F</b>

Sur la base d'un amortissement sur 10 ans, un taux de 6 %, l'annuité d'amortissement est de **1 220 000 F/an** hors subventions et **850 000 F/an** avec 30 % de subventions à l'investissement.

### 7.7.3. Entretien et maintenance

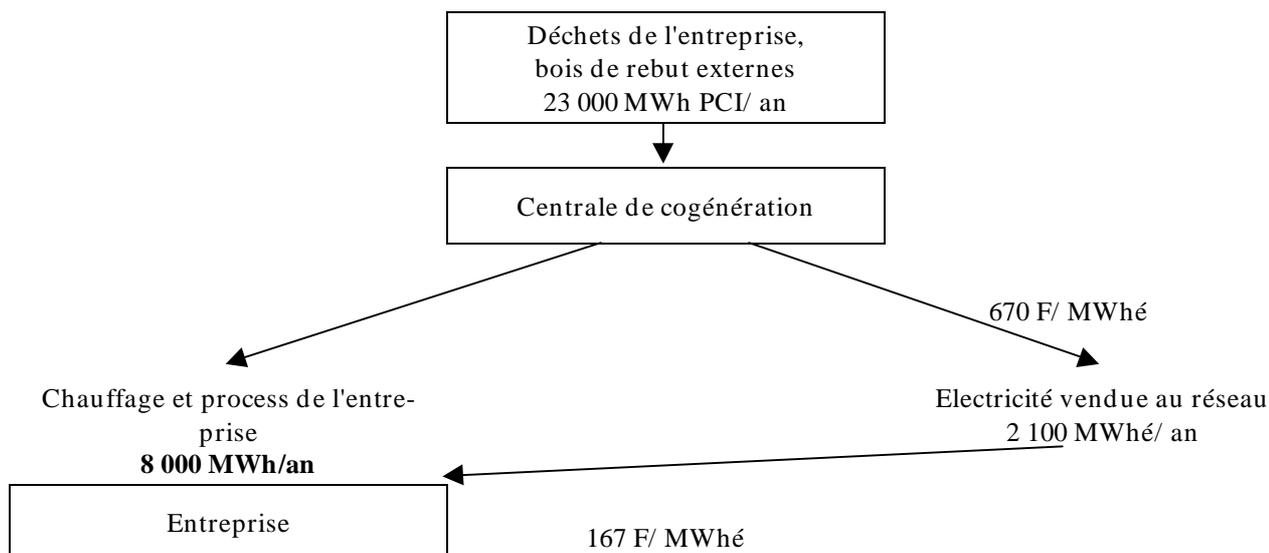
Les coûts d'entretien / maintenance sont estimés à **500 000 F/an**, inclus un salarié pratiquement à mi-temps.

### 7.7.4. Récapitulatif des coûts annuels

	Coûts	en %	
	F/an	hors subv.	avec subv.
<b>Combustible</b>	50 000	3	4
<b>Amortissement</b>			
- hors subvention	1 220 000	69	-
- avec subvention	850 000	-	61
<b>Entretien / maintenance</b>	500 000	28	35
<b>Total hors subvention</b>	<b>1 770 000</b>	<b>100</b>	<b>-</b>
<b>Total avec subvention</b>	<b>1 400 000</b>	<b>-</b>	<b>100</b>

### 7.7.5. Coût de l'énergie

La centrale fonctionne à la fois comme exutoire pour les déchets produits par l'entreprise, générateur de l'énergie thermique nécessaire et générateur de recettes liées au différentiel entre prix de vente et prix d'achat de l'électricité.



On peut déterminer le coût de production de l'énergie thermique :

	<b>hors subvention</b>	<b>avec subvention</b>
Coûts totaux annuels (F/ an)	1 770 000	1 400 000
Recettes vente d'électricité (F/ an)	(670 - 167) x 2 100 = 1 056 300	
Coûts imputés à l'énergie thermique (F/ an)	713 700	343 700
Coût de l'énergie thermique (F/ MWh)	89 F/ MWh	43 F/ MWh

Ces coûts s'entendent en prenant en compte l'amortissement d'un équipement qui est en réalité amorti depuis longtemps : si on supprime les termes amortissement, la centrale est génératrice de bénéfices par la seule production d'électricité, l'énergie thermique étant en outre gratuite.

**Φ** *Le coût de production de l'énergie thermique très attractif, et justifie pleinement le choix technique de l'industriel.*

*A noter que le cas de la centrale de Lohr illustre le type de dérives auquel on peut s'attendre avec la mise en place d'un tarif attractif pour l'achat de l'électricité produite à partir de biomasse : une installation industrielle qui fonctionnait très correctement et rentablement pour les seuls besoins énergétiques de l'entreprise, devient une véritable centrale de production d'électricité financée par l'obligation d'achat à un prix majoré.*

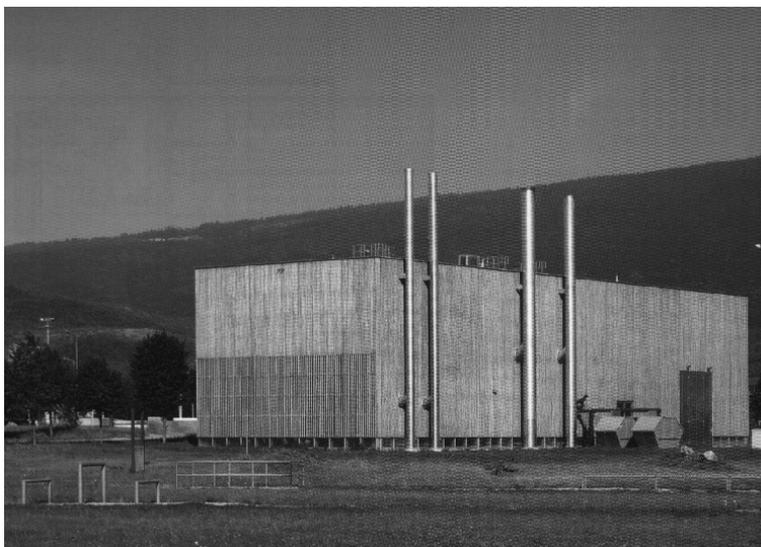
*Il n'en demeure pas moins que la "contribution de la biomasse" à la production électrique nationale s'en trouve améliorée.*

*En outre, ce genre de configuration reste rare par rapport au nombre de projets qui peuvent voir le jour grâce à la politique volontariste mise en place en Allemagne.*

### 8.1. Présentation du site

La place d'armes de Bière est une importante caserne et l'un des principaux arsenaux fédéraux de l'armée de terre suisse. Il y a une dizaine d'années est née l'idée de la création d'une chaufferie centrale au bois et d'un réseau de chaleur reliant les deux chaufferies existantes au fioul, dont le remplacement devait être envisagé, ne répondant plus aux normes OPair.

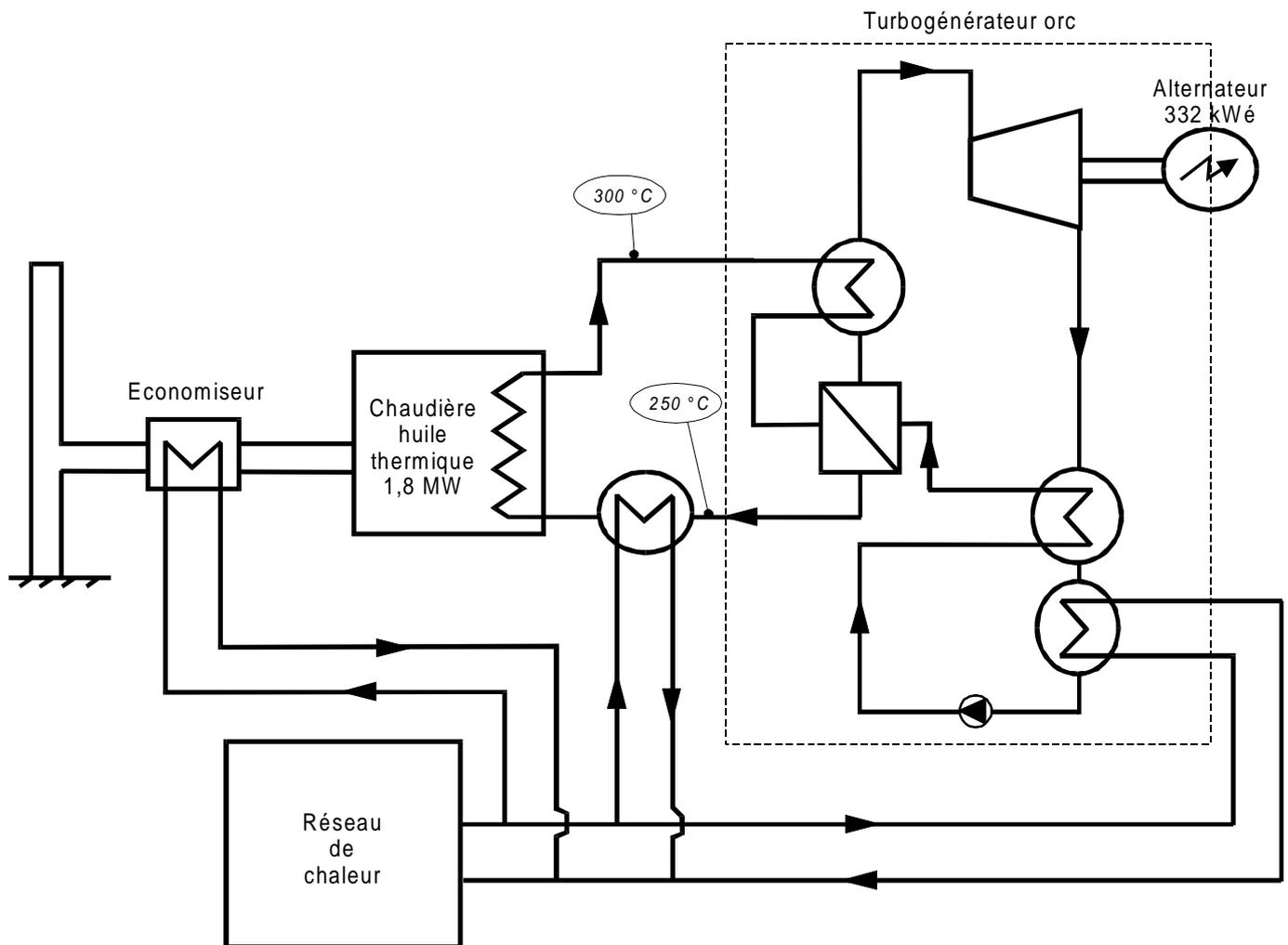
Sur les conseils du responsable du bureau d'études (M. Scheidegger), une solution innovante a été retenue : une cogénération, à partir de bois, par cycle organique de Rankine (ORC)



### 8.2. Les chiffres clés de l'installation

- Date de mise en service : ..... **1997** ;
- **37 bâtiments** chauffés avec **1 500 m** de réseau ;
- 1 chaudière bois à huile thermique (Schmid) : ..... **1,8 MW** ;
- 1 récupérateur sur fumées de la chaudière huile thermique : ..... 460 kW ;
- 1 chaudière bois à eau chaude (Schmid), en appoint : ..... **1,4 MW** ;
- 2 chaudières fioul de **1** et **1,4 MW** ;
- puissance brute de production électrique : ..... **332 kWé** ;
- puissance totale appelée du réseau : ..... 5 150 kW ;
- combustible utilisé : ..... plaquette forestière.

### 8.3. Schéma de principe



## 8.4. Les équipements thermiques bois

	Chaudières Schmid	
- Récupérateur sur fumées	oui	non
- Fluide	Huile thermique	Eau chaude
- Puissance	1 800 kW + 460 kW de récupérateur	1 400 kW
- Température de fluide	300 °C	90 °C
- Production d'énergie en 2000	4 800 MWh	1 600 MWh
- Consommation ◇ Plaque forestière	6 000 MWh PCI 2 400 t 7 300 m <sup>3</sup>	2 000 MWh PCI 800 t 2 500 m <sup>3</sup>

La chaudière à eau chaude est essentiellement utilisée en demi-saison et en appoint l'hiver.

## 8.5. Les équipements de production électrique

- Type	<b>Turbogénérateur ORC</b>
- Fabricant	TURBODEN (Italie)
- Puissance électrique	brute : 332 kWé nette : 300 kWé
- Caractéristiques du fluide organique	Pression entrée : 9.96 bars T entrée : 268 °C Pression sortie : 0.16 bars T sortie : 268 °C
- Vitesse de rotation	3 014 t/ mn
- Production annuelle 2000	brute : 470 MWhé nette : 420 MWhé

## 8.6. Ratios énergétiques

Dans le cadre de l'étude, on ne considère que la filière de cogénération ORC, et on ne prend pas en compte les appoints bois et fioul.

Consommation : 6 000 MWh PCI

	Production MWh/an	Ratio sur PCI	Taux de valorisation de l'énergie
- Chaudière	4 750	79,2 %	<b>69,2%</b>
- Electricité	brut : 470 net : 420	7,8 % 7,0 %	
- Valorisation chaleur	3 730	62,2 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	550	9,2%	

Le ratio électrique est faible (7.8 %) sur l'année 2000, alors qu'il devrait être de 12 % (en production nette). La raison essentielle tient à quelques arrêts techniques dans la première année de fonctionnement sur le turbogénérateur ORC, arrêts relativement normaux dans une première année de mise au point d'un équipement un peu nouveau.

## 8.7. Evaluation des coûts

### 8.7.1. Combustible

La centrale de Bière consomme exclusivement de la plaquette forestière, produite dans les Monts du Jura suisse par la commune de Bière.

Combustible	Consommation annuelle MWh PCI	Coût unitaire F/MWh PCI	Coûts annuels en FF
Plaquette forestière	6 000	250	1 490 000

Le prix de combustible est très élevé, même pour la Suisse où on trouve des sites consommant des plaquettes forestières autour de 180 F/ MWh PCI.

### 8.7.2. Investissements

Voici le détail des coûts d'investissement tel qu'il a été communiqué :

- Terrain :	1 270 750 F
- Bâtiment :	11 020 250 F
- Réseau de chaleur :	8 406 500 F
- Divers aménagements :	1 780 750 F
- Etudes préalables :	310 250 F
- Turbogénérateur ORC :	3 612 500 F
- Chaudières et périphériques :	9 681 500 F
- Equipements annexes	697 000 F
	<hr/>
	36 779 500 F

La centrale étant un équipement militaire fédéral, l'investissement a été intégralement assumé par la confédération.

Le calcul de l'annuité d'investissement se fait sur la base d'un taux d'intérêt de 4 %, sur 25 ans. Elle s'élève donc à **2 354 330 F/an**.

### 8.7.3. *Entretien et maintenance*

Les coûts d'entretien / maintenance sont estimés à :

- Main-d'œuvre :	300 000 F
- Turbogénérateur :	150 000 F
- Chaufferie :	200 000 F
- Réseau et sous-stations :	<u>100 000 F</u>
	750 000 F

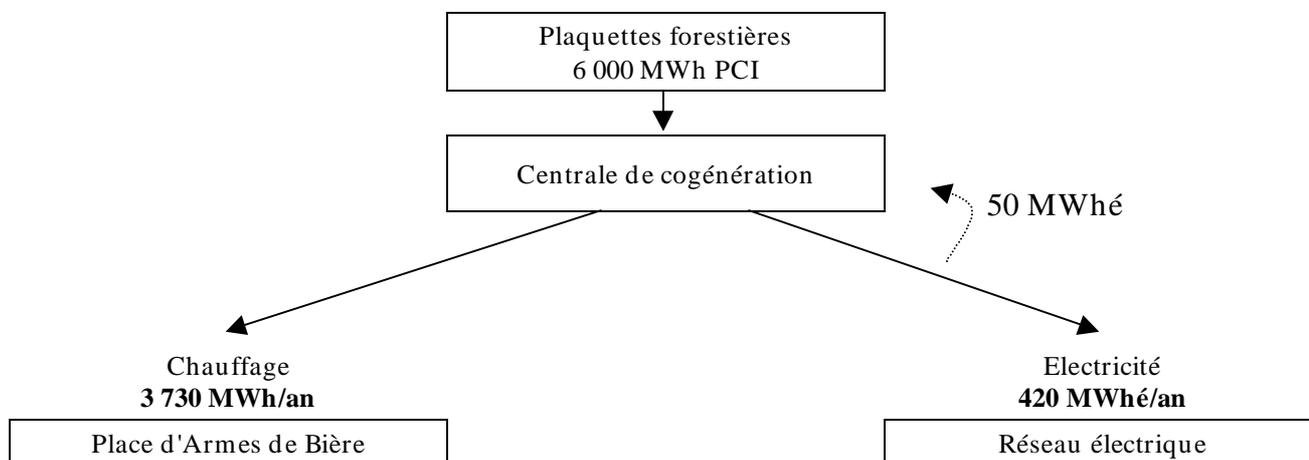
### 8.7.4. *Récapitulatif des coûts annuels*

	Coûts en F/an	en %
<b>Combustible</b>	1 490 000	33 %
<b>Amortissements</b>		
- réseau	538 120	
- turbogénérateur	231 240	
- autres	1 584 970	
<b>Total</b>	<b>2 354 300</b>	<b>51 %</b>
<b>Entretien / maintenance</b>	750 000	16 %
<b>Total</b>	<b>4 594 300</b>	<b>100 %</b>

### 8.7.5. *Coût de l'énergie*

La production d'électricité était en 2000 de 470 MWhé, dont 50 MWhé pour le fonctionnement de la centrale.

Le bilan est donc le suivant :



A partir du prix de vente de l'électricité (700 F/ MWhé), on peut déterminer le coût de production de l'énergie thermique :

- **Coûts totaux annuels :** 4 594 300 F
- **Recette de vente d'électricité :** 294 000 F
- **Coût total affecté à la production de chaleur :** 4 300 300 F
- **Coût unitaire de l'énergie thermique :** 1 150 F/MWh th

Le coût de production de l'énergie thermique est, pour l'année considérée, extrêmement élevé. Il faut noter que de nombreux arrêts techniques n'ont pas permis, dans cette phase de mise au point, un fonctionnement optimisé de la centrale.

### 8.7.6. Simulation pour un fonctionnement optimisé de la centrale

On propose une analyse en considérant une optimisation du fonctionnement sur 2 points :

- un rendement moyen annuel de production d'électricité de l'ordre de 10,5 % sur PCI ;
- un fonctionnement de 3 500 h/ an à puissance nominale.

Le tableau de production s'en trouve ainsi modifié :

Consommation : 9 700 MWh PCI

	Production MWh/an	Ratio sur PCI	Taux de valorisation de l'énergie
- Chaudière	7 910	81,5 %	
- Electricité brut	1 020	10,5 %	71,7 %
net	950	9,8 %	
- Valorisation chaleur	6 000	61,9 %	
- Pertes et énergie non-valorisée	890	9,2 %	

Le poste combustible augmente et les coûts d'entretien/ maintenance sont un peu majorés :

	Coûts en F/an	en %
<b>Combustible</b>	2 194 800	45 %
<b>Amortissements</b>		
<b>Total</b>	<b>1 816 180</b>	<b>37 %</b>
<b>Entretien / maintenance</b>	850 000	18 %
<b>Total</b>	<b>4 860 980</b>	<b>100 %</b>

Le coût de production de l'énergie thermique est alors le suivant :

- **Coûts totaux annuels :** 4 860 980 F
- **Recette de vente d'électricité :** 665 000 F
- **Coût total affecté à la production de chaleur :** 4 195 980F
- **Coût unitaire de l'énergie thermique :** 700 F/MWh th

Φ *La centrale de cogénération de Bière est une installation pilote qui permet de valider une technique originale, mais dont la rentabilité économique semble difficile à atteindre.*

*Notons cependant que l'analyse économique proposée ne prend en compte aucune subvention, l'investissement étant réalisé par la Confédération. Si on considère, pour une installation dans un autre contexte, une aide à l'investissement de l'ordre de 50 % et un prix de combustible de 100 F/MWhPCI (ce qui pourrait correspondre à un mélange de plaquettes forestières et de bois de rebut par exemple), le coût de l'énergie thermique revient à des niveaux beaucoup plus acceptables, de l'ordre de 350 à 400 F/MWhu.*



---

## **ANNEXES**

---



## A.1 REGLEMENTATION APPLICABLE AUX CHAUDIERES A VAPEUR

<b>Code de construction reconnu</b>	<b>Générateurs :</b> Normes NF L 32 100 et E 32 106	<b>Récipients :</b> CODAP 95												
<b>Remarques</b>	<b>Fonte :</b> La fonte est interdite pour les parties en contact avec les gaz de combustion.  Permise pour les tubulures et accessoires dont le diamètre extérieur est $\geq 300$ mm et le timbre $\leq 10$ bar.	<b>Fonte :</b> déconseillée												
<b>Avant la mise en service</b>	<p><b>Par le constructeur :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- demande de visite réglementaire</li> <li>- demande d'épreuve accompagnée de l'état descriptif</li> </ul> <p><b>Lieu d'épreuve :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dans l'atelier de construction</li> <li>- sur le lieu d'emploi après procédure dérogatoire demandée par le constructeur au DRIRE dont il dépend et après accord de ce dernier</li> </ul> <p><b>Si le matériel est d'origine hors CE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- du pays d'origine : état descriptif – certificat officiel visé par le Consul de France (qualité des matériaux – mode de construction...) – conformité à la réglementation française.</li> <li>- épreuve en France : lieu choisi par le destinataire (demande au DRIRE)</li> </ul> <p><b>Si le matériel CE :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- épreuve dans les ateliers du constructeur ou en France procédure : arrêté du 5 janvier 1978</li> </ul> <p><b>Plaque d'identité</b> fixée par rivets cuivre avec : nom du constructeur, lieu, année et n° de fabrication</p> <p><b>Médaille de timbre</b> fixée par rivets cuivre avec la pression effective en bar à ne pas dépasser</p> <p><b>Pression d'épreuve :</b> T = timbre</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center;">Pression effective</td> <td style="text-align: center;">Surcharge</td> <td style="text-align: center;">Pression d'épreuve</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">T <math>\leq</math> 6</td> <td style="text-align: center;">= T</td> <td style="text-align: center;">= 2T</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">6 <math>\leq</math> T <math>\leq</math> 12</td> <td style="text-align: center;">= 6</td> <td style="text-align: center;">= T + 6</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">12 <math>\leq</math> T</td> <td style="text-align: center;">= T/ 2</td> <td style="text-align: center;">= 1,5 T</td> </tr> </table>		Pression effective	Surcharge	Pression d'épreuve	T $\leq$ 6	= T	= 2T	6 $\leq$ T $\leq$ 12	= 6	= T + 6	12 $\leq$ T	= T/ 2	= 1,5 T
Pression effective	Surcharge	Pression d'épreuve												
T $\leq$ 6	= T	= 2T												
6 $\leq$ T $\leq$ 12	= 6	= T + 6												
12 $\leq$ T	= T/ 2	= 1,5 T												

<p><b>Organes de sécurité et d'équipement des chaudières ou des récipients</b></p>	<p><b>Chaudières :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 soupapes au minimum</li> <li>- pression début d'ouverture = valeur du timbre</li> <li>- pression maximum dans la chaudière = pression T + T/ 10</li> <li>- débit des soupapes : <ul style="list-style-type: none"> <li>- si 2 ou 3 soupapes := débit maximum / nombre de soupapes – 1</li> <li>- si 4 soupapes := débit maximum / nombre de soupapes - 2</li> </ul> </li> <li>- manomètre avec une marque très apparente à la pression maximum et une prise de pression pour un manomètre étalon (ajustage)</li> <li>- alimentation en eau avec clapet de non-retour + robinet manuel</li> <li>- indicateur de niveau : 2 (dont 1 avec paroi transparente), avec un trait au niveau minimum (6 cm au dessus de la paroi chauffante)</li> <li>- chaudière 1<sup>ère</sup> catégorie : alarme sonore si le niveau descend en dessous du niveau minimum</li> <li>- vanne d'arrêt sur départ de la vapeur</li> </ul> <p><b>Récipients :</b></p> <p>Si le timbre est inférieur à celui de la chaudière :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 soupapes de sûreté si <math>V \geq 1 \text{ m}^3</math></li> <li>- 1 soupape de sûreté si <math>V &lt; 1 \text{ m}^3</math></li> </ul>
--	---

## **B. BUREAUX D'ETUDES POUVANT INTERVENIR POUR DES PROJETS DE COGENERATION A PARTIR DE BIOMASSE**

---

De très nombreux bureaux d'études ont développé des compétences sur les questions de cogénération et en particulier les problèmes techniques de raccordement au réseau et les contrats d'achat de l'électricité.

Par ailleurs, de plus en plus de bureaux d'études ont l'occasion de travailler sur des projets bois-énergie et de se confronter aux problèmes spécifiques posés par l'utilisation de ce combustible.

La liste ci-après n'a pas l'ambition d'être exhaustive, mais correspond au croisement de trois sources d'information que sont le catalogue des opérateurs du bois-énergie en France, réalisé pour l'ADEME par Biomasse Normandie, la liste des adhérents du Club Cogénération de l'ATEE et une liste complémentaire fournie par l'ADEME.

Pour tous renseignements techniques particuliers sur les réseaux de vapeur HP, il est également possible de contacter la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain – 185, rue de Bercy – Paris 12 – M. Raoult, T. 01 44 68 66 38.

Organisme	Contact	Adresse	Ville	Tel	Fax
<b>AC consultant</b>	M. Christian AGRATI	120, avenue de Ripaille, BP 2614	74206 THONON-LES-BAINS	04 50 71 85 08	06 61 80 00 15
<b>AECE</b>	M. Christophe DEGEETERE	1, place du 11 Novembre	33400 TALENCE	05 56 96 17 53	05 56 96 17 53
<b>ALKAEST Conseil</b>	M. Joël TETARD	6, rue Lionel Terray	92500 RUEIL-MALMAISON	01 41 96 90 70	01 41 96 90 71
<b>ALTO INGENIERIE</b>	M. DUTREZ	7, allée Isaac Newton	77420 CHAMPS SUR MARNE	01 64 68 18 50	01 64 68 17 29
<b>APAVE</b>		51, avenue de l'Architecte Cordonnier	59800 LILLE	03 20 42 76 06	
<b>APROMO</b>	M. Dominique MAIRESSE	14, rue Emile Enault	50000 SAINT-LO	02 33 72 62 62	02 33 72 62 69
<b>ASTECA</b>	M. Jean-Louis TAINGUY	9, avenue Batiot	85110 CHANTONNAY Cedex	02 51 46 99 95	02 51 46 81 92
<b>BERGEE</b>		8, Bd Mony, BP 50091	60403 NOYON cedex	03 44 93 39 50	03 44 93 39 52
<b>BERIM</b>		149 avenue Jean Lollive	93695 PANTIN cedex	01 41 83 37 26	
<b>BET G. JEANTY</b>	M. G JEANTY	BP 4	58230 MON TSAUCHE-LES-SETTONS	03 86 84 50 41	03 86 84 55 55
<b>BET Tromas-Dussagne-Lazaro</b>		ZE Les Savis	16160 GOND PONTOUVRE	05 45 92 70 13	05 45 38 10 42
<b>BETURE ENVIRONNEMENT</b>	M. Dominique MUSSON	2, rue Stephenson	78181 St QUENTIN EN YVELINES	01 30 60 61 00	01 39 44 93 99
<b>BIOMASSE NORMANDIE</b>	M. Dominique PLUMAIL	42, av. du 6 juin	14300 CAEN	02 31 34 24 88	02 31 52 24 91
<b>BREHAULT IN GENIERIE</b>	M. Jean BREHAULT	1, rue Paul Bert	46100 FIGEAC	05 65 34 22 44	05 65 50 00 14
<b>Bureau d'études BRUNEL</b>		Le Bourg – La Commanderie	43500 SAINT VICTOR SUR ARLANC	04 71 03 39 05	
<b>Bureau VERITAS</b>	M. CLERIAUD	32/ 34 rue Rennequin	75850 PARIS cedex 17	01 40 54 64 74	01 46 22 06 55
<b>CAP INGELEC</b>	M. GILLES	3, avenue Neil Amstrong, BP5	33702 MERIGNAC	05 56 13 29 00	05 56 13 29 09
<b>CDF Ingénierie</b>	M. ALVAREZ	2, rue de Metz	57804 FREYMING MERLEBACH	03 87 81 77 53	03 87 81 78 05
<b>CEBI</b>	M. Jean FORTIER	8, place Jean Monnet	45045 ORLEANS Cedex 1	02 38 43 83 75	02 38 88 60 78
<b>CLIMAT CONSEIL</b>	M. POUVREAU	89 bis, route de Poitiers	86280 SAINT BENOIT	05 49 03 18 42	
<b>CLIMAT SARL</b>	Mme DANIELLE	14, rue Victoire Américaine	33000 BORDEAUX	05 56 48 58 93	05 56 51 39 13
<b>COFATHEC SERVICES</b>		60, avenue du Général de Gaulle	92046 PARIS LA DEFENSE CEDEX	01 58 58 11 99	01 58 58 11 59
<b>COFEX</b>		5-7 place des Lauriers Roses	13010 MARSEILLE	04 91 45 03 25	04 91 44 71 78
<b>COGEPLUS Ingénierie</b>	M. LESCURE	16, Bd du Général Leclerc	92115 CLICHY	01 41 06 32 71	
<b>D2E ITENOR</b>		30, Bd Belleverve	92500 RUEIL MALMAISON	01 47 51 13 14	
<b>DEBAT</b>	M. Serge DEFA YE	Envaux	24220 ALLAS-LES-MINES	05 53 31 09 33	05 53 28 27 05

<b>DECHAZEAUX Ingénierie</b>	M. Gérard DECHAZEAUX	15 ter, rue de la Maix	88200 REMIREMONT	03 29 22 10 10	03 29 22 10 11
<b>DELTA Ingénierie</b>	M. ANSELME	8, rue des Sables	54420 PULNOY	03 83 20 89 62	
<b>DELTA Ingénierie</b>	M. BUDSIKA	28, place Verdun	17000 LA ROCHELLE	05 46 41 36 06	
<b>DGET</b>	M. Philippe GAGLIARDI	39, avenue du 14 juillet	21300 CHENOVE	03 80 59 69 69	03 80 59 69 70
<b>ECOTHERM</b>	M. Christian LAURENT	1 rue Tiriau	44300 NANTES	02 51 83 14 64	02 51 83 14 63
<b>ENERGICO Ingénierie</b>	M. Christophe HUON	12, rue Jules Verne	68200 MULHOUSE	03 89 42 09 73	03 89 43 98 62
<b>ENERGIES et SERVICES</b>		28, route de Rueil	78000 VERSAILLES	01 39 55 17 20	
<b>ENERPOL</b>	M. Joël GUERRY	149, rue Alexandre Bérard	01500 AMBERIEU-EN-BUGEY	04 74 34 59 59	04 74 38 29 78
<b>ETEC 73</b>	M. Dominique MERMOUD	SAVOIE TECHNOLOGIC, BP 245	73374 LE BOURGET DU LAC Cedex	04 79 25 06 00	04 79 25 05 04
<b>FIREPOWER</b>		rue Fernand Pelloutier	38130 ECHIROLLES	04 76 33 93 00	
<b>FOURNIE GROSPAUD</b>	M. GIRAUDOT	2, rue Max Planck	31315 LABEGE	05 62 24 03 00	
<b>GARNIER</b>	M. GARNIER	120, rue Gambetta	51100 REIMS	03 26 82 71 04	
<b>GDF - Expertgaz</b>	M. RONCATO	22, rue Marius Aufan	92300 LEVALLOIS-PERRET	01 47 54 20 80	
<b>GEE INTERNATIONAL</b>		92-98 Bd Victor Hugo	92115 CLICHY cedex	01 58 74 04 02	
<b>GIRUS</b>	M. Patrick BAUDENON	21, avenue du Granier	38240 MEYLAN	04 76 18 05 40	04 76 18 08 66
<b>GRUSS SA</b>	M. Hubert ACKER	22, rue Ampère	67500 HAGUENAU	03 88 05 45 00	03 88 93 24 97
<b>GTI</b>	M. André ROLLAND	141, rue des Alliés	38100 GRENOBLE	04 76 70 12 62	04 76 21 86 66
<b>INDUSTELEC</b>	M. ADELL	11, rue Léonard de Vinci	63000 CLERMONT-FERRAND	04 73 28 50 50	
<b>INGEROP</b>		5, rue Chantecoq	92800 PUTEAUX	01 41 02 52 25	
<b>J.-P. MOLINS - A.R.T.E.</b>	M. Jean-Pierre MOLINS	5, bvd Marceau	66300 THUIR	04 68 53 11 55	04 68 53 56 33
<b>JACOBS SERETE</b>		86, rue Regnault	75640 PARIS cedex 13	01 45 70 52 10	
<b>MANGLIN EGLY</b>	M. BERTHO	rue de la Fontaine	51306 VITRY LE FRANCOIS CEDEX	03 26 74 15 55	03 26 73 65 73
<b>MARON</b>		route de Brive BP 122	19004 TULLE CEDEX	05 55 20 17 25	05 55 26 97 90
<b>MARRON</b>	M. CLARET	6, rue Louis Becker	69100 VILLEURBANNE	04 78 85 03 64	
<b>MELEN</b>	M. Richard MELEN	52, rue du 27 août 1944	10270 MONTREUIL-SUR-BARSE	03 25 41 29 77	03 25 41 29 77
<b>OLERGIE</b>	M. MORE-CHEVALIER	La Petite Galetière	72430 NOYEN -SUR-SARTHE	02 43 92 62 28	02 43 92 62 29
<b>SCET VALLET &amp; TASSIN</b>	M. Alain ODOUARD	5, avenue Augustin Dupré	42000 SAINT-ETIENNE	04 77 43 47 00	04 77 43 47 29
<b>SCITE-PERISTYLE</b>		55, rue Aristide Briand	92300 LEVALLOIS PERRET	01 47 15 28 15	

<b>SECHAUD et METZ</b>		28, rue de la Redoute	92263 FONTENAY AUX ROSES cedex	01 46 60 85 65	
<b>SERETE Industries</b>	M. GOAREGUER	86 rue Renault	75840 PARIS CEDEX 13	01 45 70 50 09	01 45 70 52 00
<b>SERMET</b>		51 bis rue du Pont de Creteil	94100 SAINT MAUR DES FOSSES	01 43 97 93 49	
<b>Société THERMOTIQUE IDF</b>		64 rue du Maréchal Foch	78000 VERSAILLES	01 39 02 06 07	
<b>SOCOFIT</b>		BP211, rue Neil Armstrong	33708 MERIGNAC cedex	05 56 13 29 88	
<b>SOCOTEC</b>		10, rue Molière	92400 COURBEVOIE	01 47 68 88 88	01 47 88 65 59
<b>SOFRESID</b>	M. CIBIER	59, rue de la République	93513 MONTREUIL cedex	01 48 18 46 29	01 48 18 44 97
<b>SYSTEMA</b>	M. GONDRY	La Grand Terre	07400 SCEA UTRES	04 75 52 45 55	04 75 52 45 60
<b>TEC</b>	Mme Sylvie UGAZZI	10, rue du Dr Herpin	37000 TOURS	02 47 64 47 67	02 47 66 10 15
<b>TECHNIP</b>	M. LE GALL	Tour Technip, Défense 6	92973 PARIS LA DEFENSE CEDEX	01 47 78 39 63	01 47 78 22 55
<b>THERMA CONSEIL</b>		27, rue Jacques Lemercier	78000 VERSAILLES	01 39 43 08 07	
<b>TRIVALOR</b>	M. Eddie CHINAL	367. Avenue du Grand Arietaz	73000 CHAMBERY	04 79 69 89 69	04 79 69 06 00
<b>VALOREM</b>	M. GRANDINIER	180, avenue Maréchal Leclerc	33130 BEGLES	05 56 49 42 65	
<b>VR INGENIERIE</b>	M. SICH I	31, avenue de Saint Roch	13740 LE ROVE	04 91 46 80 20	04 91 46 80 29