



Comité Interprofessionnel du Bois-Energie

Simulations de la production combinée d'électricité et de chaleur à partir de bois

Commentaires sur les hypothèses et les résultats

Préambule / avertissement

La présente note a été élaborée par un groupe de travail animé par le CIBE, lequel rassemble les acteurs du domaine du bois-énergie, toutes professions regroupées.

Elle est directement issue de l'étude réalisée par le CIBE en 2006/2007 (2007 avait vu l'émergence d'un projet – non abouti – d'arrêté modifiant celui du 16/04/02 fixant les modalités d'achat d'électricité produite à partir de biomasse). Les calculs techniques sont réalisés suivant la même méthode que celle adoptée il y a trois ans, et les résultats sont une actualisation de ceux de 2007, avec prise en compte, naturellement, de l'évolution de certaines données économiques de base.

La problématique est basée sur des considérations énergétiques et environnementales. Une production d'électricité et de chaleur issue de biomasse doit répondre aux deux principes suivants :

- performance énergétique globale ;
- recours prioritaire aux ressources locales, ce qui suppose une production décentralisée.

Le premier principe, lié à la nécessité impérative de production d'électricité par cogénération (principe maintenant largement admis), sous-tend la valorisation maximale et durable de l'énergie thermique produite et conduit à la recherche d'économies d'énergie primaire par rapport à des productions séparées d'électricité et de chaleur.

Le deuxième principe repose sur des exigences économiques et écologiques (et aussi en termes de durabilité), concernant aussi bien la proximité de la ressource en bois que des débouchés chaleur. Ceci conduit à viser des puissances moyennes ou basses de façon prioritaire (de 500 kWé – voire moins – à 5 MWé environ), en conformité avec les besoins énergétiques de la majorité des acteurs économiques proches des grands bassins forestiers.

Enfin, sur un plan économique, il ne nous paraît pas logique que l'équilibre d'opération de cogénération bois soit recherché exclusivement à travers un prix d'électricité sous obligation d'achat dès lors qu'une chaleur renouvelable est également co-produite. Il nous semble au contraire impératif que ces opérations soient bénéficiaires des dispositifs d'aide à la production de chaleur, comme elles le seraient si celle-ci était produite indépendamment.

Les résultats et commentaires qui suivent constituent une contribution à la réflexion mais ne concluent pas, en l'état, sur des préconisations de tarifs d'achat d'électricité, ni bien évidemment d'architecture de ceux-ci.

Le groupe de travail poursuit sa réflexion et se réserve la possibilité d'apporter des compléments et des suites à ses premières conclusions, en souhaitant que les décideurs publics prennent le temps de la réflexion nécessaire pour mener à son terme un projet déterminant pour l'avenir de la filière cogénération bois (depuis 2002, sept ans ont été perdus et nous n'en sommes plus à quelques semaines près !) et surtout pour atteindre les objectifs nationaux fixés en matière d'énergies renouvelables.

Hypothèses adoptées

Seule la filière chaudière vapeur a été étudiée, car c'est actuellement la seule au stade de la maturité industrielle ; autrement dit, un opérateur énergétique peut la mettre en œuvre, au moins au plan technique, sans prendre de risque important, ce qui n'est pas le cas de la gazéification (au stade de la R&D ou de la démonstration).

Seule la cogénération a été prise en compte, car les rendements électriques de l'option vapeur/turbine sont médiocres ; le souci d'efficacité énergétique et environnementale et l'exploitation raisonnée des ressources en biomasse (renouvelables mais sur des cycles longs) exigent de ne pas disperser dans l'atmosphère l'énergie thermique coproduite (plus des 3/4 de l'énergie valorisable). **Notons que le rendement global¹ d'une installation de cogénération biomasse doit être d'au moins 60%** (déduction non faite de la consommation des auxiliaires) **pour qu'une économie d'énergie primaire² soit observée, condition impérative pour justifier la cogénération** (ceci suppose que la cogénération soit pilotée par les besoins thermiques du site et non par la production d'électricité, contrairement à ce qui était jusqu'à présent privilégié). **Dans le cas contraire, seule la valorisation thermique de la biomasse est écologiquement envisageable.**

Dans ces conditions, nous devons adopter **un raisonnement « de thermicien » et non « d'électricien »**. Le second, qui préside notamment à la logique des appels d'offres « biomasse », consiste à dimensionner l'installation pour maximiser la production d'électricité (fonctionnement en continu et à puissance maximale d'une turbine à condensation avec soutirage), indépendamment du profil des besoins thermiques du site d'implantation : il en découle très souvent un rendement global médiocre (inférieur à 60%). A l'inverse, **le raisonnement « de thermicien » consiste à adapter la production thermique aux besoins de chaleur du site, en modulant de fait la production d'électricité cogénérée par la turbine à contre-pression : le rendement global dépasse alors 60% et peut atteindre 75-80% quand toute la chaleur est utilisée.**

L'installation d'une unité de cogénération a été étudiée dans l'industrie et sur réseau de chaleur. Pour chacun de ces deux cas, des durées moyennes de fonctionnement à équivalent pleine puissance ont été déterminées :

- la plus longue envisageable correspondant à une installation optimisée (7 000 h/an en industrie et 5 000 h/an en super-base d'un réseau de chaleur) ;
- une plus courte (5 000 h/an en industrie et 3 400 h/an sur l'hiver tarifaire pour un réseau de chaleur).

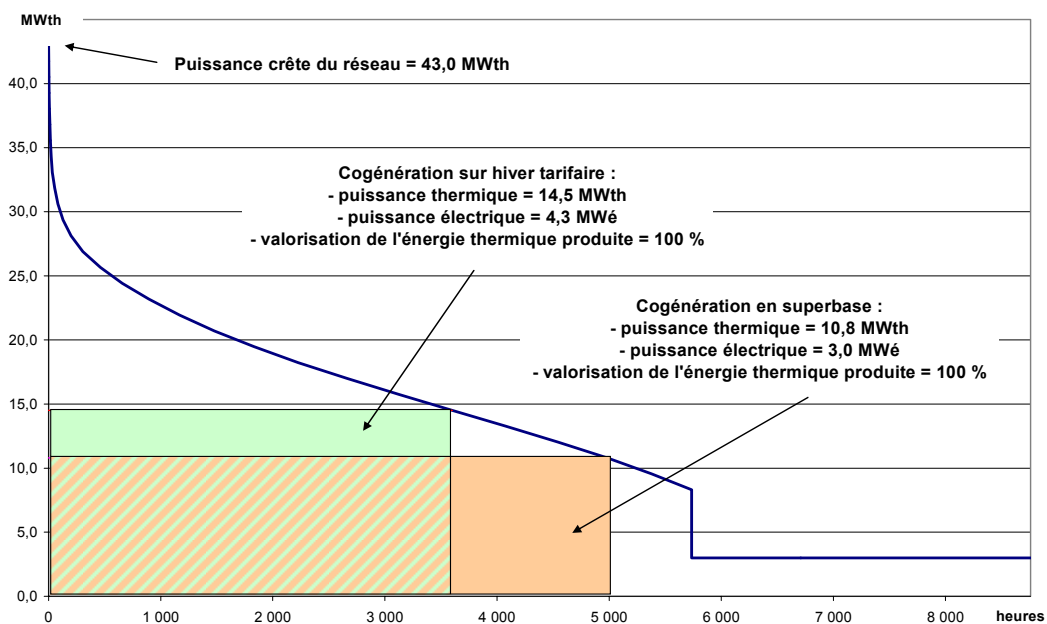
¹ Energie thermique et électrique valorisée rapportée à l'énergie primaire consommée

² Au sens de la directive européenne 2004/8/CE

Nous nous sommes limités dans nos études à la gamme de puissance de 0,5 à 5 MWé car c'est dans cette plage que se situe la quasi totalité des applications de cogénération bois dans l'industrie (à l'exception du cas particulier des papeteries et de quelques autres grosses industries) et dans les réseaux de chaleur :

- d'une part parce que la puissance thermique appelée en base (40 à 60% de la puissance crête dans un réseau de chaleur) est 3 à 5 fois plus importante que la puissance électrique « installable » avec une turbine à contre-pression ;
- d'autre part parce que les gros sites industriels et réseaux de chaleur consommant de la vapeur de process ou de la chaleur (plus de 20 MW de puissance thermique appelée) font, pour la plupart, déjà appel à une autre base existante (récupération de chaleur fatale, incinération d'ordures ménagères...).

Schéma 1 : Cogénération sur un réseau de chaleur : positionnement des deux cas étudiés sur la monotone de chauffage



Les paramètres technico-économiques (rendements globaux, rendements électriques...) ont été tirés de différentes publications européennes et de l'interrogation des fournisseurs d'équipements dans cette gamme de puissance. Les hypothèses de coûts d'investissement et d'exploitation reposent sur les propositions de coûts de référence définis dans la note FG3E / CIBE / SER communiquée à la DIDEME en novembre 2007.

On soulignera que pour une chaudière vapeur haute pression, à laquelle s'ajoutent turbine, équipements électriques et de couplage au réseau, les coûts d'investissement sont beaucoup plus lourds que pour une chaudière alimentant en vapeur basse pression ou en eau chaude une industrie ou un réseau urbain. De même, les coûts d'exploitation d'une installation vapeur (en raison d'un fonctionnement avec présence continue de personnel) sont beaucoup plus élevés que pour une chaudière à eau chaude 90-70 °C.

Les investissements sont amortis sur 20 ans (il faut évidemment dans ce cas que le contrat d'achat de l'électricité soit établi sur la même durée) et le taux de rentabilité considéré est basé sur la moyenne habituellement retenue par les investisseurs pour la concrétisation de projets de ce type (qui comportent des risques industriels et financiers non négligeables).

De manière à ne faire supporter à l'électricité que les coûts liés à sa production, une aide à l'investissement pour la production de chaleur a été calculée sur la base de la grille du fonds chaleur.

Deux valeurs ont été prises en compte pour le prix du combustible bois : 17 et 20 €/MWh entrée chaudière (PCI). La première (17 €) correspond au prix du marché pour des volumes importants et un produit préparé (calibré, homogénéisé...) et mixte (30-50% de plaquettes forestières, 50-70% de connexes de l'industrie du bois et de bois de rebut). La seconde valeur (20 €) correspond au coût moyen d'un combustible constitué majoritairement de plaquettes forestières.

Le prix de vente de la chaleur sortie chaudière et livré à un industriel ou à un opérateur de réseau correspond à un prix moyen de chaleur fatale, c'est-à-dire comprenant une décote par rapport à une production autonome à partir d'un combustible commercial (l'acheteur de vapeur ou de chaleur conserve en général ses chaudières existantes en appoint / secours).

Résultats obtenus

Deux cas apparaissent favorables :

- **cogénération en industrie avec un fonctionnement à équivalent pleine puissance de 7 000 h/an ;**
- **cogénération en super-base d'un réseau de chaleur (5 000 h/an).**

Le coût de l'électricité produite par des installations d'une puissance comprise entre 3 et 5 MWé se situe dans une bande de 150 à 210 €/MWhé, ce qui est cohérent avec les niveaux de rémunération de l'électricité (toutes bonifications confondues) observés dans les pays voisins (Allemagne, Belgique, Italie).

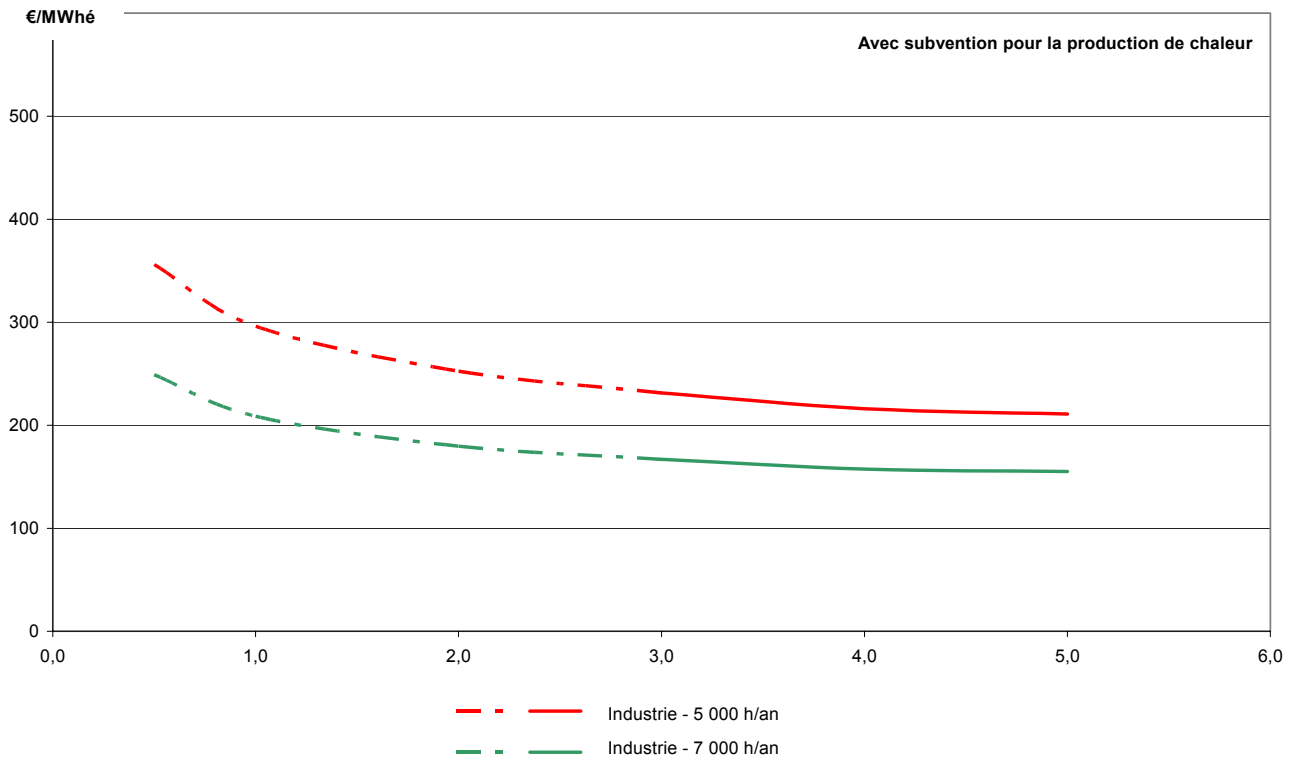
Pour les puissances inférieures à 3 MWé, les coûts observés sont élevés et il semble que la technologie étudiée (turbine à vapeur) ne soit pas la plus adaptée à cette gamme de puissance. D'autres solutions technologiques mériteraient donc d'être approfondies, notamment celles bénéficiant :

- d'un ratio puissance électrique / puissance thermique disponible plus élevé : c'est le cas de la gazéification, pour laquelle toutefois trop peu d'unités sont actuellement en fonctionnement pour disposer d'un retour d'expérience solide ;
- de moindres coûts d'investissement et d'exploitation : le **cycle organique de Rankine** se développe de manière importante en Allemagne, Autriche et Italie mais nous n'avons actuellement pas suffisamment d'éléments en notre possession pour l'intégrer à notre simulation ; **des investigations complémentaires sur cette technologie vont être conduites par le groupe de travail dans le courant de l'été avec pour objectif de parvenir à de nouvelles simulations d'ici fin septembre.**

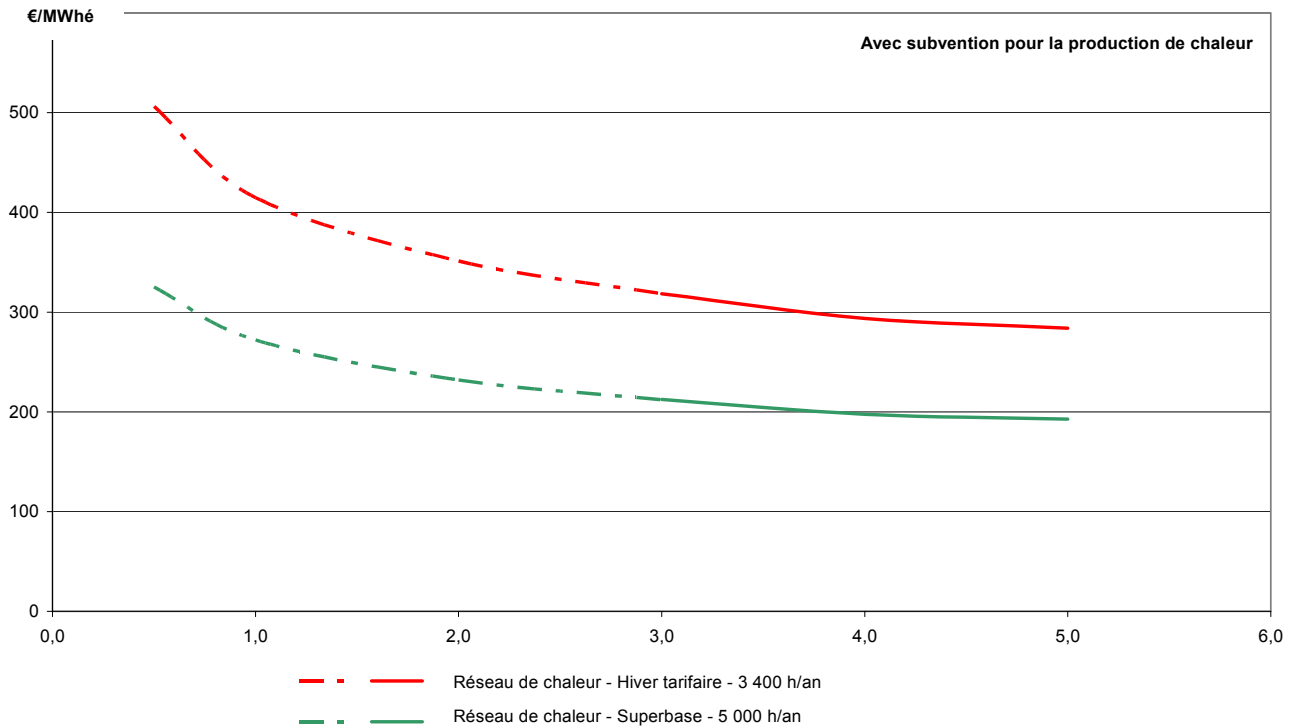
Il est utile de rappeler ici l'enjeu que représente ce segment de marché, mis notamment en évidence pour les industries agroalimentaires dans l'étude réalisée par le CIBE en 2007 pour le compte de la DGEMP³ : on constate que la très grande majorité des secteurs concernés est composée d'entreprises dont les besoins électriques propres se situent en dessous de 3 MWé. La conclusion en était que ces petites unités se prêtent mieux à des logiques décentralisées de production locale, mais nécessitent un dispositif permettant l'émergence de solutions de production combinée de chaleur et d'électricité, pour des puissances n'entrant pas dans le champ des procédures actuelles d'appels d'offres.

³ Etude relative au développement du bois-énergie dans l'industrie pour les besoins de process, de chauffage des locaux, de production d'électricité et de chaleur par cogénération - Marché d'étude CIBE – DGEMP 0701942-00-2-07-075-04 du 23 juillet 2007 – Rapport final, pages 10 à 12 et suivantes.

**Graphique 1 : Coût de l'électricité produite à partir de biomasse en industrie
(combustible bois à 17 €/MWhPCI)**



**Graphique 2 : Coût de l'électricité produite à partir de biomasse sur un réseau de chaleur
(combustible bois à 17 €/MWhPCI)**



Nous proposons évidemment que toute installation de cogénération d'une puissance électrique comprise dans la plage d'obligation d'achat définie dans la loi de février 2000 puisse bénéficier du futur tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse.

Ce dernier devra avoir un niveau suffisant pour permettre le développement des installations dans la plage la plus prometteuse, à savoir moins de 5 MWé. Il sera intéressant dans ce cadre de se rapprocher de l'actuel tarif d'achat allemand qui a fait ses preuves outre-Rhin, mais en ayant toutefois à l'esprit que certaines modalités d'application ainsi qu'un contexte énergétique différent rendent délicate toute transposition directe. On peut cependant d'ores et déjà noter, à l'appui des principes énoncés plus haut, dans le dispositif allemand :

- la prise en compte des petites et moyennes puissances électriques ;
- l'existence de sources de financement tierces pour la réalisation des opérations (notamment des aides des Länder).

En outre, les modalités d'application du futur tarif français devront comporter quelques possibilités / exigences :

- il devra être **réservé exclusivement à des unités fonctionnant en cogénération et ayant un rendement global égal ou supérieur à 60%** (déduction non faite de la consommation des auxiliaires) ;
- il devra être **combiné à une aide au financement pour la production de chaleur** (via le fonds chaleur) ;
- **aucune pénalité ne devra être appliquée si la puissance électrique nominale de l'installation n'est pas délivrée au réseau** car le fonctionnement en cogénération impose de se caler sur les appels de puissance thermiques.

Enfin, ce tarif devra être appliqué aux installations de cogénération bois bénéficiant actuellement de celui de l'arrêté du 16 avril 2002 (deux installations en France !).

Pour le CIBE, Stéphane COUSIN (BIOMASSE NORMANDIE)

Avec la collaboration des adhérents du CIBE, notamment l'ATEE, la FG3E et WÄRTSILÄ FRANCE.

Juillet 2009

ANNEXE

Industrie - 7 000 h/an

Hypothèses

Puissance électrique	MWé	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Puissance thermique disponible	MWth	2,9	5,2	9,6	13,0	16,4	19,4
Rendement électrique (par rapport à entrée chaudière)	%	11,4	12,3	13,2	14,3	15,0	15,7
Valorisation de l'énergie thermique produite	%	70					
Taux de valorisation énergétique (par rapport à sortie chaudière)	%	68					
Rendement global (par rapport à entrée chaudière)	%	58					
Durée de fonctionnement à équivalent pleine puissance	h/an	7 000					
Coût d'investissement	€/kWé	9 500	8 000	6 700	5 900	5 300	5 000
Taux de subvention (calcul d'après grille fonds chaleur)	%	19	15	13	12	12	12
Coût d'exploitation / maintenance	€/kWé	830	610	490	440	410	390
Prix d'achat du combustible bois	€/MWhPCI	17 et 20					
Prix de vente de la chaleur	€/MWhth	30	29	28	27	26	25

Résultats

€/MWhé	Prix du combustible (€/MWhPCI)	Puissance électrique (MWé)					
		0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Hors subvention	17	284	232	197	181	170	167
chaleur	20	312	258	221	203	191	187
Avec subvention	17	249	209	180	167	157	155
chaleur	20	277	235	204	189	179	175

Industrie - 5 000 h/an

Hypothèses

Puissance électrique	MWé	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Puissance thermique disponible	MWth	2,9	5,2	9,6	13,0	16,4	19,4
Rendement électrique (par rapport à entrée chaudière)	%	11,4	12,3	13,2	14,3	15,0	15,7
Valorisation de l'énergie thermique produite	%	100					
Taux de valorisation énergétique (par rapport à sortie chaudière)	%	90					
Rendement global (par rapport à entrée chaudière)	%	77					
Durée de fonctionnement à équivalent pleine puissance	h/an	5 000					
Coût d'investissement	€/kWé	9 500	8 000	6 700	5 900	5 300	5 000
Taux de subvention (calcul d'après grille fonds chaleur)	%	19	15	13	13	13	12
Coût d'exploitation / maintenance	€/kWé	820	610	480	430	400	380
Prix d'achat du combustible bois	€/MWhPCI	17 et 20					
Prix de vente de la chaleur	€/MWhth	30	29	28	27	26	25

Résultats

€/MWhé	Prix du combustible (€/MWhPCI)	Puissance électrique (MWé)					
		0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Hors subvention	17	406	329	277	251	234	227
chaleur	20	433	355	301	274	255	248
Avec subvention	17	356	296	253	231	216	211
chaleur	20	384	322	277	254	237	231

Réseau de chaleur - Superbase - 5 000 h/an

Hypothèses

Puissance électrique	MWé	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Puissance thermique disponible	MWth	2,4	4,4	8,0	10,8	13,7	16,2
Rendement électrique (par rapport à entrée chaudière)	%	13,3	14,2	15,3	16,6	17,3	18,1
Valorisation de l'énergie thermique produite	%	100					
Taux de valorisation énergétique (par rapport à sortie chaudière)	%	90					
Rendement global (par rapport à entrée chaudière)	%	77					
Durée de fonctionnement à équivalent pleine puissance	h/an	5 000					
Coût d'investissement	€/kWé	9 500	8 000	6 700	5 900	5 300	5 000
Taux de subvention (calcul d'après grille fonds chaleur)	%	22	16	13	12	12	11
Coût d'exploitation / maintenance	€/kWé	790	580	460	410	380	360
Prix d'achat du combustible bois	€/MWhPCI	17 et 20					
Prix de vente de la chaleur	€/MWhth	35	34	33	32	31	30

Résultats

€/MWhé	Prix du combustible (€/MWhPCI)	Puissance électrique (MWé)					
		0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Hors subvention chaleur	17	382	307	256	232	215	208
	20	406	330	277	251	233	226
Avec subvention chaleur	17	325	272	232	212	198	193
	20	349	294	253	232	216	210

Réseau de chaleur - Hiver tarifaire - 3 400 h/an

Hypothèses

Puissance électrique	MWé	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Puissance thermique disponible	MWth	2,4	4,4	8,0	10,8	13,7	16,2
Rendement électrique (par rapport à entrée chaudière)	%	13,3	14,2	15,3	16,6	17,3	18,1
Valorisation de l'énergie thermique produite	%	100					
Taux de valorisation énergétique (par rapport à sortie chaudière)	%	90					
Rendement global (par rapport à entrée chaudière)	%	77					
Durée de fonctionnement à équivalent pleine puissance	h/an	3 400					
Coût d'investissement	€/kWé	9 500	8 000	6 700	5 900	5 300	5 000
Taux de subvention (calcul d'après grille fonds chaleur)	%	18	14	11	10	9	9
Coût d'exploitation / maintenance	€/kWé	780	570	450	400	370	350
Prix d'achat du combustible bois	€/MWhPCI	17 et 20					
Prix de vente de la chaleur	€/MWhth	35	34	33	32	31	30

Résultats

€/MWhé	Prix du combustible (€/MWhPCI)	Puissance électrique (MWé)					
		0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Hors subvention chaleur	17	575	459	380	341	313	301
	20	598	482	401	360	331	319
Avec subvention chaleur	17	506	415	351	318	294	284
	20	530	437	372	338	312	302