
Production combinée de chaleur et d'électricité à partir de bois

Contraintes, cibles, modalités de soutien

Etude de cas dans l'industrie et les réseaux de chaleur



Serge DEFAYE, Président du CIBE

Des contraintes spécifiques

- ✓ rendement électrique faible
- ✓ coûts d'investissement lourds
- ✓ foisonnement du combustible
- ✓ coûts de transport rapidement prohibitifs
- ✓ impératifs environnementaux

Des cibles à bien identifier

- ✓ **certains sites peu favorables : entreprises avec besoins thermiques irréguliers, réseaux de chaleur de trop faible puissance, établissements en zone très urbanisée...**
- ✓ **d'autres favorables : entreprises avec besoins continus ou semi continus, établissements en zone forestière/rurale sans contrainte forte d'approvisionnement...**

Quelle ressource ligneuse supplémentaire ?

- ✓ récolte supplémentaire accessible à court terme : environ 2 millions de t/an
- ✓ usage industrie et énergie (hors cogénération) en 2010-2012 : 1 à 1,5 million de t/an suppl.
- ✓ disponible pour cogénération : environ 800 000 t/an soit 70 à 80 MWé installés par an

Quelles procédures et modalités de soutien ?

- ✓ appel d'offres
- ✓ obligation d'achat
- ✓ cogénération à haute efficacité et contrats sur l'hiver tarifaire

Etude de cas dans l'industrie et les réseaux de chaleur

Hypothèses adoptées

- ✓ gamme de 1 à 5 MWé
- ✓ filière chaudière vapeur et turbine à contrepression

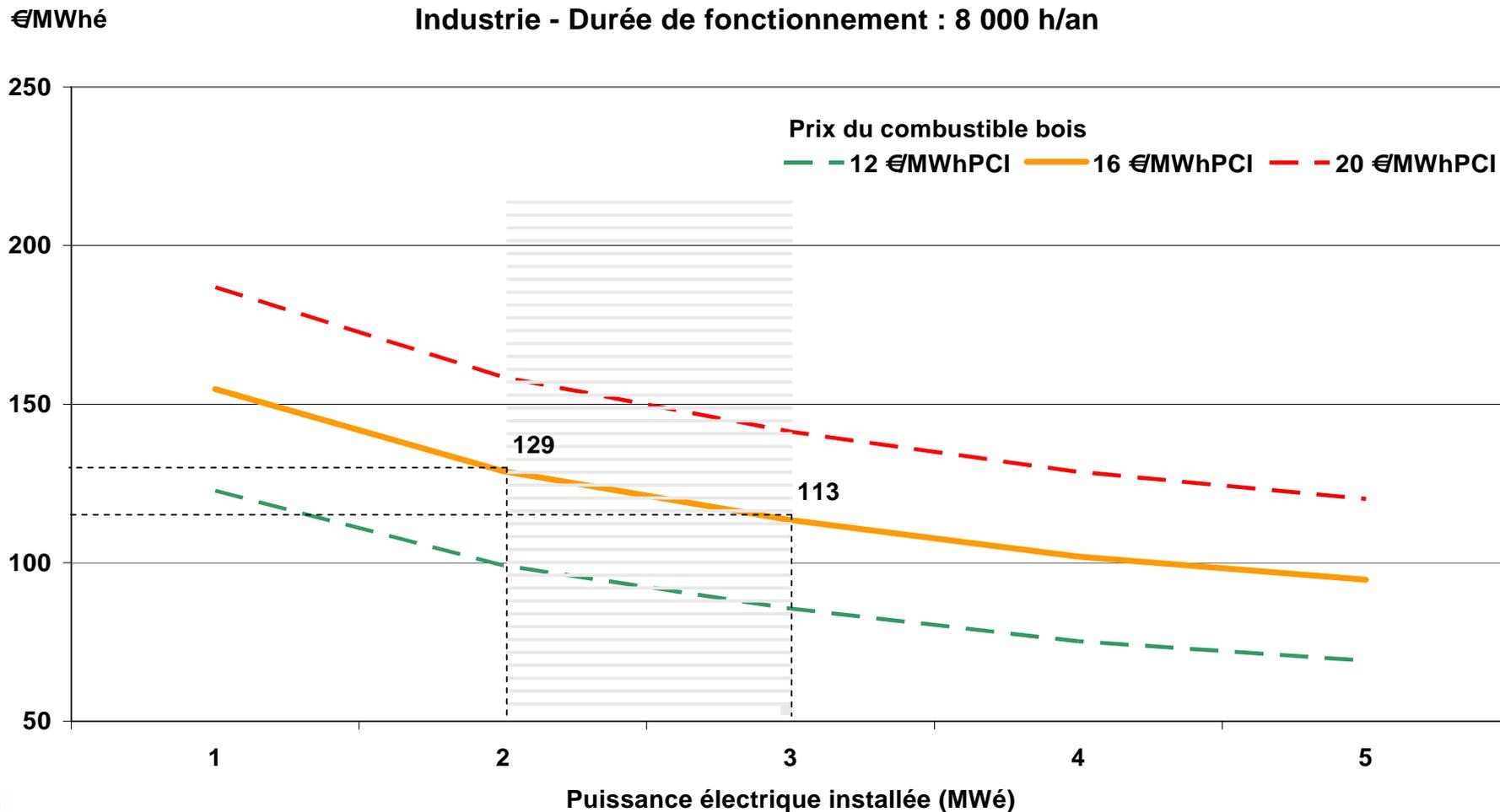
Hypothèses adoptées

| | | Industrie | | | | | Réseau de chaleur | | | | |
|----------------------------|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|---------|---------|---------|---------|
| Paramètres énergétiques | Puissance électrique (MWé) | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 |
| | Puissance thermique disponible (MWth) | 5,1 | 9,3 | 13,0 | 16,4 | 19,4 | 4,3 | 7,8 | 10,8 | 13,7 | 16,2 |
| | Rendement électrique (% énergie entrée chaudière) | 12,5 | 13,5 | 14,3 | 15,0 | 15,7 | 14,5 | 15,6 | 16,6 | 17,3 | 18,1 |
| | Taux de valorisation de l'énergie thermique produite (%) | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 55 à 90 | 55 à 90 | 55 à 90 | 55 à 90 | 55 à 90 |
| | Rendement global (% énergie entrée chaudière) | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 49 à 70 | 49 à 70 | 50 à 70 | 50 à 70 | 50 à 70 |
| | Durée de fonctionnement (h/an) | 6 000 à 8 000 | 5 000 | 5 000 | 5 000 | 5 000 | 5 000 |
| Paramètres économiques | Coût d'investissement (€/kWé) | 5 100 | 4 250 | 3 750 | 3 350 | 3 100 | 5 100 | 4 250 | 3 750 | 3 350 | 3 100 |
| | TRI projet avant impôt (sur 20 ans) | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| | Prix d'achat du combustible bois (€/MWhPCI) | 12 à 20 | 12 à 20 | 12 à 20 | 12 à 20 | 12 à 20 |
| | Prix de vente de la chaleur (€/MWhth) | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |

En grisé : paramètres variables

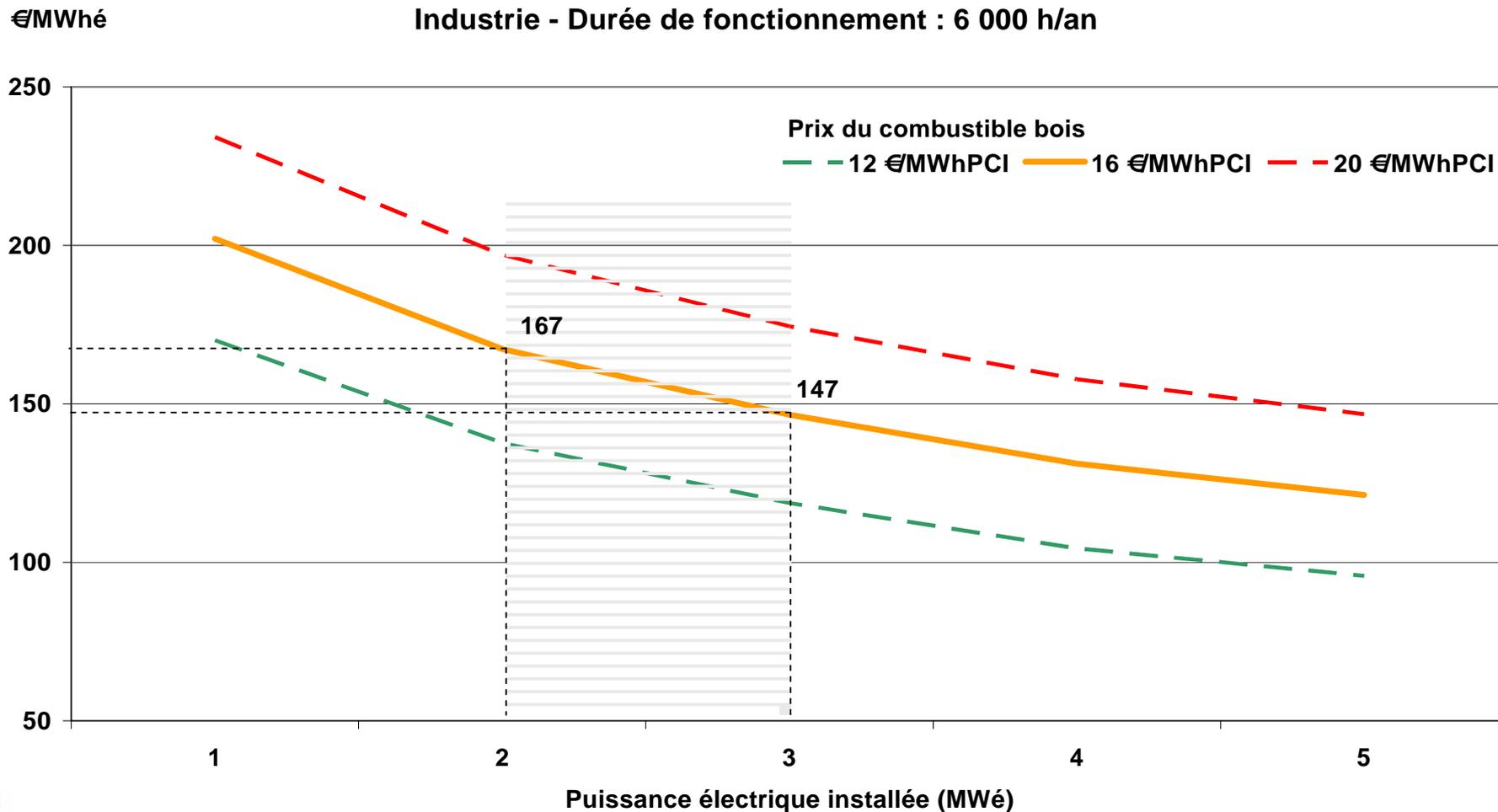
Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse

Industrie - Durée de fonctionnement : 8 000 h/an

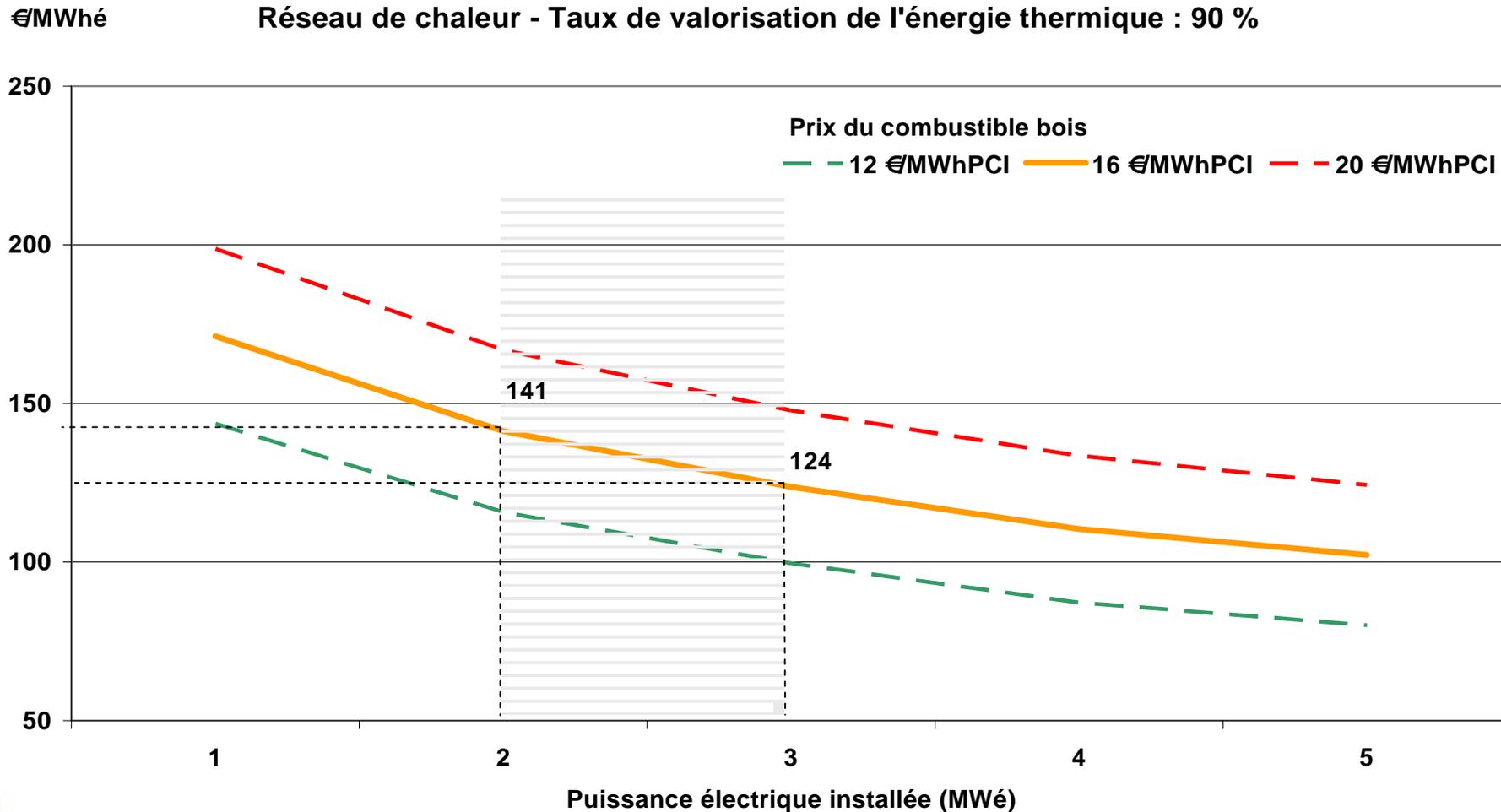


Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse

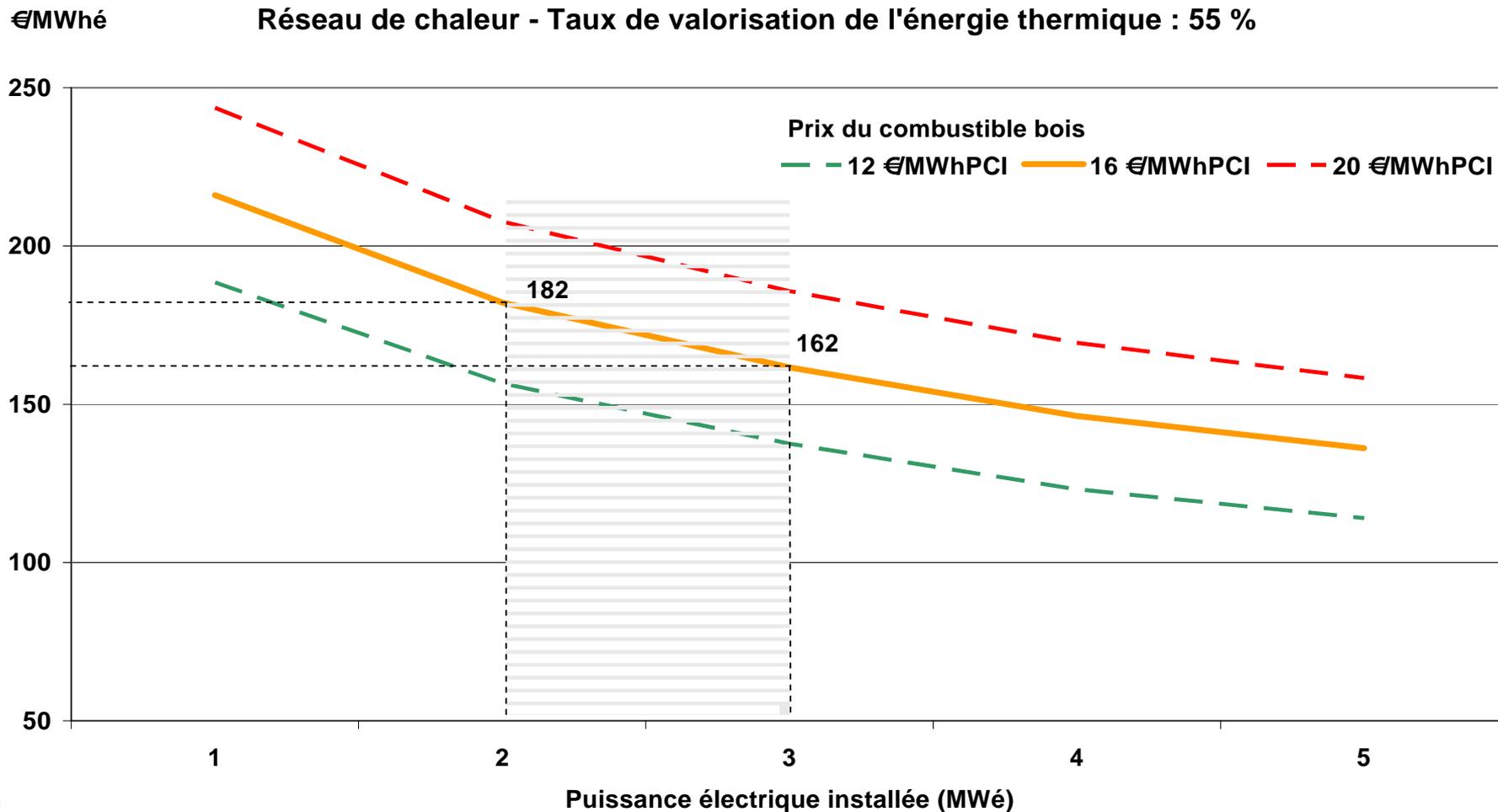
Industrie - Durée de fonctionnement : 6 000 h/an



Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse Réseau de chaleur - Taux de valorisation de l'énergie thermique : 90 %



Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse Réseau de chaleur - Taux de valorisation de l'énergie thermique : 55 %



Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse (€/MWhé) *

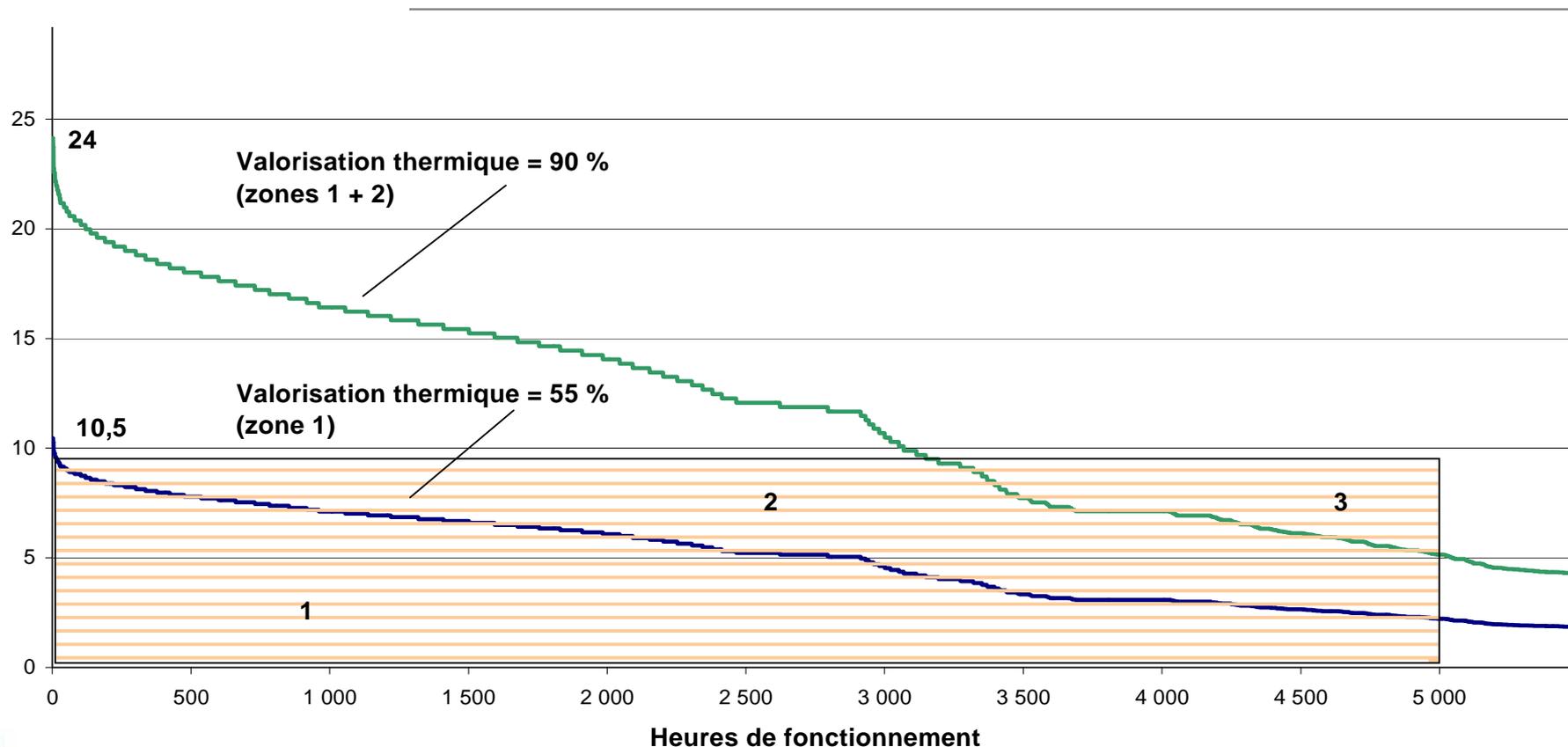
| Puissance électrique installée (MWé) | Industrie | | Réseau de chaleur | |
|--------------------------------------|--------------------------------|-------|---|-----|
| | Durée de fonctionnement (h/an) | | Taux de valorisation de l'énergie thermique (%) | |
| | 8 000 | 6 000 | 90 | 55 |
| 2 | 129 | 167 | 141 | 182 |
| 3 | 113 | 147 | 124 | 162 |

* avec un prix du combustible bois à 16 €/MWh PCI

- ✓ passage 6 000 à 8 000 h/an (industrie) ou 55 à 90 % valorisation thermique (réseau de chaleur) : - 30 % sur coût électricité
- ✓ passage 2 à 3 MWé : - 10 à - 15 % sur coût électricité

Unité de cogénération de 2,5 MWé / 9,5 MWth
Réseau de chaleur habitat/tertiaire - Région parisienne

Puissance appelée (MWth)



Proposition du CIBE

Prix d'achat de l'électricité à des unités de cogénération bois
(taux de valorisation global = 70 % industrie et 50 % réseau de chaleur)

| Puissance | 1 MWé | 2 MWé | 3 MWé | 4 MWé | 5 MWé |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Prix (€MWhé) | 170 | 155 | 140 | 125 | 110 |

- ✓ **tarif réservé exclusivement à des unités fonctionnant en cogénération avec taux de valorisation globale de l'énergie entrée chaudière (électricité + chaleur) égale ou supérieure à 70 % dans l'industrie et 50 % dans les réseaux de chaleur (décote sinon)**
- ✓ **aucune pénalité appliquée si la puissance électrique nominale de l'installation n'est pas délivrée au réseau**



Comité Interprofessionnel du Bois Energie (CIBE)

6, rue François 1er
75008 PARIS

Tél. : 01 56 69 52 00

Fax : 01 56 69 52 09

E-mail : contact@cibe.fr

Site Internet : www.cibe.fr

Production combinée de chaleur et d'électricité à partir de bois : contraintes, cibles, modalités de soutien

Serge DEFAYE, Président du CIBE

En France, la cogénération bois est pratiquement inexistante, sauf dans une dizaine de papeteries. Son actualité résulte de l'objectif assigné par l'Union européenne à la France : 21 % d'électricité renouvelable à l'horizon 2010.

Envisager le développement de la cogénération bois suppose de bien identifier les contraintes d'une production combinée de chaleur et d'électricité à partir d'un combustible solide, de repérer les sites industriels ou urbains favorables à ce type d'application, d'évaluer les biomasses ligneuses mobilisables à grande échelle, sans déstabiliser leurs autres usages (énergétiques ou non).

Des contraintes spécifiques à prendre en compte

La cogénération bois doit faire face aux mêmes données (techniques, économiques, réglementaires...) que la cogénération en général. Mais elle est confrontée à des contraintes supplémentaires :

- Un rendement électrique faible (de l'ordre de 25 % net) pour la technologie chaudière/turbine à vapeur (la seule au stade du développement industriel), à condition que le soutirage d'énergie thermique ne soit pas à une pression/température trop élevée)
- Des coûts d'investissement très lourds (ramenés au kWé installé) qui supposent un amortissement et un fonctionnement sur une longue durée (au moins supérieure à 6 500 h/an) et pas seulement sur l'hiver tarifaire novembre/mars (3 800 h).
- Le foisonnement d'un combustible solide à faible densité, qui exige des équipements de stockage (et des foyers) largement dimensionnés (le contenu énergétique d'un m3 de bois est 10 à 12 fois plus faible que celui d'un m3 de fioul).
- Des coûts de transport du combustible prohibitifs qui représentent 20 à 25 % du total entrée chaudière sur des distances courtes (moins de 50 km), mais qui peut être supérieur à 50 %, lorsque le bassin d'approvisionnement dépasse 150 km.
- Des impératifs environnementaux liés au stockage du combustible sur site et au trafic de camions semi-remorques, dès lors que la centrale est implantée en zone urbanisée et/ou difficile d'accès. Une centrale de 10 MWé fonctionnant 7 500 h/an (300 000 MWh entrée foyer) exige une quinzaine de camions pour son approvisionnement quotidien et un parc de stockage-tampon de 4 à 5 000 m2.

Des cibles à bien identifier

Ces contraintes conduisent à écarter d'emblée certains utilisateurs potentiels :

- les entreprises ayant des besoins thermiques irréguliers (saisonniers) ainsi que les réseaux de chaleur de trop faible puissance (< 10 MW crête)... de même que les nombreux sites équipés d'une cogénération gaz non amortie !
- les établissements implantés en zone très urbanisée ou difficile d'accès, si le trafic de camions risque d'apparaître insupportable aux riverains ou suppose des aménagements de voiries très importants ;
- les sites très éloignés des grands bassins forestiers ou à l'inverse au cœur d'un massif forestier (Landes de Gascogne...), lorsque celui-ci est la principale source de matière première d'industriels utilisateurs de biomasse forestière.

Par déduction, on peut délimiter les champs favorables à la cogénération bois :

- entreprises industrielles fonctionnant en continu ou semi continu (hors week-end) et utilisant pour leur process de la vapeur basse pression et de la chaleur ;
- établissements implantés plutôt en zone forestière/rurale, avec des ressources disponibles dans un rayon d'au plus une centaine de km, sans contrainte d'accessibilité et de stockage trop forte ;
- des applications à envisager enfin dans des régions mal desservies par le réseau de transport d'électricité (Bretagne, région niçoise...) ; l'objectif de la cogénération est en effet (ou devrait être) de répondre à des besoins mal satisfaits par une fourniture séparée d'électricité et d'énergie thermique, en prenant en compte une batterie de paramètres technico-économiques, y compris ceux relatifs au transport de l'électricité... et ce, afin d'être une alternative aux investissements d'extension ou de renforcement du réseau.

La démarche n'a donc rien d'évident, au motif principal que les gros consommateurs d'énergie thermique (et électrique) ne sont pas a priori disséminés aux quatre coins du territoire hexagonal, forestier et rural, sauf quelques exceptions notables comme les papeteries...

Ressources ligneuses supplémentaires mobilisables ?

Pour approvisionner ces centrales, il faudra dégager des ressources en biomasse ligneuse supplémentaires, sans les détourner d'autres usages industriels ou énergétiques (chauffage domestique, chauffage collectif ou process industriels...).

A l'échelle nationale, les experts s'accordent sur un potentiel de biomasse (toutes catégories confondues) de l'ordre de 40 millions de tep. Ce chiffre, récemment (re)mis en avant, avait déjà été proposé par les auteurs du plan ALTER (dont Philippe CHARTIER)... en 1978 ! S'il est quantitativement vraisemblable, personne aujourd'hui n'est en mesure de prévoir selon quelles modalités, ni dans quels délais ou à quel prix on pourra mobiliser ces flux dans leur intégralité. C'est notamment le cas pour les biomasses agricoles ou les cultures énergétiques lignocellulosiques qui en sont actuellement plus au stade des intentions qu'à celui du décollage effectif.

Si on se limite à la biomasse forestière sur pied (théoriquement déjà disponible), on considère que l'accroissement biologique annuel inexploité est de l'ordre de 10 millions de tep/an (en y intégrant les sous-produits industriels et les bois de rebut non encore utilisés) Toutefois, même dans une hypothèse très volontariste, il faudra au moins 15 à 20 ans (pour des raisons

techniques, logistiques, économiques, écologiques...) pour capter ce potentiel dans sa globalité.

La récolte supplémentaire accessible se situe probablement autour de 500 000 tep/an, soit environ 2 millions de tonnes de matière fraîche, ce qui est déjà significatif. Dans un contexte d'engouement pour les matériaux et les énergies renouvelables, ces ressources (jusqu'à présent délaissées au profit des matières premières fossiles) sont désormais convoitées par beaucoup d'utilisateurs concurrents :

- **les industries de la trituration (papeteries, panneaux)** ; admettons l'hypothèse que celles-ci auront à l'avenir des besoins stables ou couverts par des matières premières recyclées (vieux papiers, cartons pour les papeteries, bois de démolition pour les panneaux) ;
- **les entreprises de la première et de la seconde transformation du bois** ; les scieries devraient voir leurs productions de petits sciages augmenter fortement, si le bois dans la construction prend un réel essor, conformément à l'objectif de 12 % de bois dans les matériaux utilisés dans le neuf ou en accompagnement de la tendance vers la haute qualité environnementale. Cette utilisation de bois de petites sections est évidemment prioritaire. Par parenthèse, celle-ci fournira ipso facto 50 % (a minima) de connexes et de chutes de fabrication pour l'énergie. On peut tabler sur des besoins de plusieurs centaines de milliers de tonnes de sciages supplémentaires par an (2 à 300 000 tonnes).
- **Le chauffage domestique au bois** ; celui-ci était stable depuis le contrechoc pétrolier de 1986. La croissance observée depuis 2 à 3 ans (accroissement de 150 à 200 000 foyers fermés et poêles vendus chaque année) conduit arithmétiquement à une consommation de bois en bûches supplémentaire de l'ordre de 300 à 400 000 tonnes de bois par an.
- **Le chauffage collectif** ; en retard sur les pays de l'Europe septentrionale ou continentale, celui-ci exigerait 100 000 tonnes pour une puissance additionnelle de 100 MW environ par an. Cependant, on constate plus qu'un frémissement, avec un baril de pétrole à 60/70 \$, qui pourrait tripler, voire quadrupler le nombre ou la taille des projets, et donc faire passer les volumes de combustibles utilisés par ces nouveaux utilisateurs à 3 à 400 000 tonnes de bois par an.
- **Les chaufferies industrielles (hors industrie du bois et cogénération)** ; c'est la grande inconnue du moment. On constate l'émergence de nombreux projets liés à un quasi doublement du prix des combustibles fossiles dans l'industrie, dont certains en phase d'exécution, dans les papeteries/cartonneries, les laiteries, les fours à chaux, les serres horticoles... Chacune de ces unités industrielles est en mesure d'absorber de quelques milliers à quelques dizaines de milliers de tonnes de combustible bois par an. Cela change la donne et la demande pourrait être de plusieurs centaines de milliers de tonnes supplémentaires chaque année, pour une application inexistante ou presque jusqu'à présent.

Ces nouveaux usages thermiques apparaissent pour la même raison (coût élevé des énergies de référence) et à peu près dans le même temps.

A l'horizon 2010-2012, il n'est pas exclu que la demande supplémentaire en petits bois pour l'industrie et l'énergie (hors cogénération) s'établisse autour de 1 à 1,2 million de tonnes par an (et même 1,5 million de tonnes dans l'hypothèse d'un fort développement dans l'industrie et les gros réseaux de chaleur).

Comparé à un potentiel raisonnablement estimé à 2 millions de tonnes précédemment, **on disposerait encore de 800 000 tonnes de bois (à quel prix ?) pour approvisionner des**

centrales de cogénération. En tablant sur un fonctionnement en base (7 500 h/an), **cela autorise l'installation (sans tension insupportable sur les ressources) de 70 à 80 MWé** supplémentaires chaque année, soit 25 unités d'une puissance comprise entre 1 et 5 MWé (ce qui ne serait déjà pas si mal).

Quelles procédures et modalités de soutien prévoir ?

○ **L'appel d'offres**

Le CIBE l'a déjà rappelé à plusieurs reprises : la cogénération bois doit être conçue, dimensionnée, implantée... dans une logique d'énergéticien et pas seulement du point de vue de l'électricien. Aussi faut-il accorder la priorité aux besoins thermiques de l'industriel ou du réseau et accepter des puissances électriques relativement modestes (< 5 MWé).

Les facteurs clés à prendre en compte sont les caractéristiques du process, l'évolution et la fluctuation de la demande quantitative et qualitative des énergies thermiques et électriques et du rapport entre les deux, la possibilité ou l'opportunité de restructurer les équipements en place pour fabriquer de l'électricité... Les contraintes précitées s'accommodent mal d'une programmation pré-établie des équipements ou de l'exigence d'une puissance électrique minimale élevée, sans relation avec l'optimisation du procédé à rechercher.

○ **L'obligation d'achat**

Cette formule, adoptée par la plupart des pays européens, a le mérite de la simplicité. A l'occasion d'une transformation de son système de production d'énergie, l'industriel ou le gestionnaire du réseau peut alors se poser la question en deux temps :

- ✓ A-t-il le souhait ou la possibilité d'envisager une solution basée en totalité ou en partie sur la biomasse ?
- ✓ Si oui, veut-il (ou doit-il) se limiter à une production de vapeur ou de chaleur pour ses besoins thermiques ou co-produire de l'électricité, avec couplage et vente au réseau de distribution ?

La réponse à cette seconde partie de la question est déterminée par un critère économique : le surcoût d'investissement (chaudière haute pression / groupe turboalternateur, équipement de couplage) et d'exploitation qu'implique l'option cogénération est-elle contrebalancée par la vente d'électricité au réseau ?

Toutes les simulations qui ont été faites montrent que l'opération est rentable si le prix de vente de l'électricité est compris dans une fourchette de 110 à 170 €/MWhé (selon les puissances installées), alors que le prix de revient de l'énergie thermique est de l'ordre de 30 €/MWh (le rapport entre l'électricité et la chaleur seule est de 3 à 5).

Ce prix de revient de l'électricité ex-biomasse ligneuse peut paraître élevé. Il résulte pourtant de calculs effectués sur la base d'hypothèses réalistes. Par rapport au prix du marché de gros de l'électricité (50 à 60 €/MWé), les pouvoirs publics peuvent considérer que la compensation financière à apporter à l'électricité à partir de biomasse est excessive et inacceptable au regard d'une bonne gestion des fonds publics. Il conviendrait alors de reconnaître que la biomasse ligneuse, en l'état actuel des technologies et des rendements électriques peu sujets à améliorations notables, demeure (sauf cas particulier) adaptée à la production d'énergie thermique seule.

○ **Cogénération à haute efficacité et contrats sur l'hiver tarifaire ?**

Reste à explorer une piste s'inscrivant à la fois dans la perspective ouverte par la directive européenne (cogénération à haute efficacité énergétique) et sur des contrats plutôt calés sur une tarification élevée en période hivernale.

Chacun s'accordera pour estimer qu'une centrale de cogénération bois ne peut pas s'amortir sur 3 800 heures/an et qu'il faut la faire fonctionner le plus longtemps possible. Rien n'interdit toutefois d'envisager une utilisation en mode cogénération l'hiver et une fourniture d'énergie thermique uniquement (vapeur, chaleur, froid par absorption) pendant le reste de l'année.

Si cette utilisation devait s'avérer techniquement et économiquement praticable, elle aurait peut-être le mérite d'accorder les points de vue de tous les acteurs concernés :

- ✓ **Les services de l'Etat et l'Agence de l'énergie** qui doivent à la fois favoriser le développement de l'électricité renouvelable (directive européenne), mais parallèlement encourager les procédés à hautes performances énergétiques et les économies d'énergie fossiles (et de carbone).
- ✓ **Les énergéticiens** qui n'accepteront pas de mettre en place des unités de production peu efficaces en contradiction avec l'exigence légitime d'optimisation énergétique et technico-économique d'un projet.
- ✓ **Les électriciens et leur tutelle** qui préfèrent généralement payer le courant plus cher en hiver, mais répugnent à toute obligation d'achat permanente et non modulable.
- ✓ **Les fournisseurs de combustible bois** enfin, qui ont à répondre au défi d'une demande en forte croissance, mais attendent que leurs futurs clients leur offrent des garanties de fiabilité et de pérennité minimales.

Les professionnels de la forêt et du bois ne peuvent pas en effet investir dans des équipements lourds (production, stockage, transport...), si les débouchés qui leur sont annoncés risquent de s'effondrer ou si le prix de vente du combustible bois devait être renégocié à la baisse, au motif que les opérations engagées n'atteindraient pas (plus) les seuils de rentabilité escomptés. De ce point de vue, on aurait grand intérêt à méditer sur la mauvaise expérience américaine (Etats du nord-est et Californie) au début des années 80 : 6 000 MWé de puissance bois ont été installés en quelques années, mais n'ont jamais été approvisionnés convenablement, car le prix du combustible bois a flambé et que le retournement de conjoncture pétrolière a entraîné l'effondrement du prix du fioul et du gaz et donc celui du « coût évité » de la production d'électricité fossile. Cet effet de ciseau a été fatal au développement de la cogénération bois aux Etats Unis, qui avait suscité de nombreuses initiatives de la part des entreprises de la filière bois et des compagnies d'énergie.

Production combinée d'électricité et de chaleur à partir de biomasse ligneuse

Hypothèses et résultats des simulations

Serge DEFAYE (CIBE) et Stéphane COUSIN (Biomasse Normandie)
Septembre 2007

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 inconsidéré, 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).

Seule la gamme de puissance de 1 à 5 MW_e a été examinée 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 dans les réseaux de chaleur :

- d'une part parce que la puissance thermique appelée en base (soit 40 % de la puissance crête dans un réseau de chaleur) est 3 à 4 fois plus importante que la puissance électrique « installable » ;
- d'autre part parce que les grosses entreprises et réseaux de chaleur consommant de la vapeur de process ou de la chaleur (> 20 MW de puissance thermique appelée) sont pour la plupart déjà équipés de cogénération gaz (turbine, moteur...) ou font déjà appel à une base existante (récupération de chaleur fatale, incinération d'ordures ménagères...).

Le segment à forte potentialité de la cogénération bois est donc celui des entreprises et des réseaux de chaleur appelant entre 10 et 20 MW de puissance et par voie de conséquence susceptibles d'installer une unité d'une puissance inférieure à 5 MW_e.

Principales hypothèses des simulations *

| | | Industrie | | | | | Réseau de chaleur | | | | |
|-------------------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------------|---------|---------|---------|---------|
| Paramètres énergétiques | Puissance électrique (MWé) | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 |
| | Puissance thermique disponible (MWth) | 5,1 | 9,3 | 13,0 | 16,4 | 19,4 | 4,3 | 7,8 | 10,8 | 13,7 | 16,2 |
| | Rendement électrique (% énergie entrée chaudière) | 12,5 | 13,5 | 14,3 | 15,0 | 15,7 | 14,5 | 15,6 | 16,6 | 17,3 | 18,1 |
| | Taux de valorisation de l'énergie thermique produite (%) | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 55 à 90 | 55 à 90 | 55 à 90 | 55 à 90 | 55 à 90 |
| | Rendement global (% énergie entrée chaudière) | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 49 à 70 | 49 à 70 | 50 à 70 | 50 à 70 | 50 à 70 |
| | Durée de fonctionnement (h/an) | 6 000 à 8 000 | 5 000 | 5 000 | 5 000 | 5 000 | 5 000 |
| Paramètres économiques | Coût d'investissement (€/kWe) | 5 100 | 4 250 | 3 750 | 3 350 | 3 100 | 5 100 | 4 250 | 3 750 | 3 350 | 3 100 |
| | TRI projet avant impôt (sur 20 ans) | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| | Prix d'achat du combustible bois (€/MWhPCI) | 12 à 20 | 12 à 20 | 12 à 20 | 12 à 20 | 12 à 20 |
| | Prix de vente de la chaleur (€/MWhth) | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |

* Les paramètres variables sont grisés

Les paramètres technico-économiques (rendements globaux, rendements électriques...) et les hypothèses de coûts d'investissement ont été tirés de différentes publications européennes (Biocogen - Etude du parc de 120 installations chaleur/électricité ex-biomasse en Europe) et de l'interrogation des constructeurs d'équipements dans cette gamme de puissance.

Les coûts d'exploitation ont été établis sur la base d'une consultation des exploitants de chauffage.

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.

Le prix du combustible bois varie dans une fourchette de 12 à 20 €/MWh PCI (entrée chaudière), soit une moyenne de 16 €/MWh (48 €/tonne de bois pour un PCI de 3 MWh/tonne), ce qui correspond au prix du marché pour des volumes importants et un produit préparé (calibré, homogénéisé...) et mixte (forestiers, industries du bois, bois de rebut). Ce prix ne correspond pas à un approvisionnement basé exclusivement sur de la plaquette forestière.

Le prix de vente de la chaleur sortie chaudière et livrée à un industriel ou à un opérateur de réseau correspond à un prix de chaleur fatale, soit respectivement 25 €/MWh (industrie) et 30 €/MWh (réseau de chaleur) ; ces prix intègrent 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).

Aucune subvention n'a été prise en compte, afin d'éviter les aides croisées « subvention à l'investissement sur les coûts de la chaudière vapeur et de la partie électrique de l'installation » et « prix d'achat de l'électricité bonifié ».

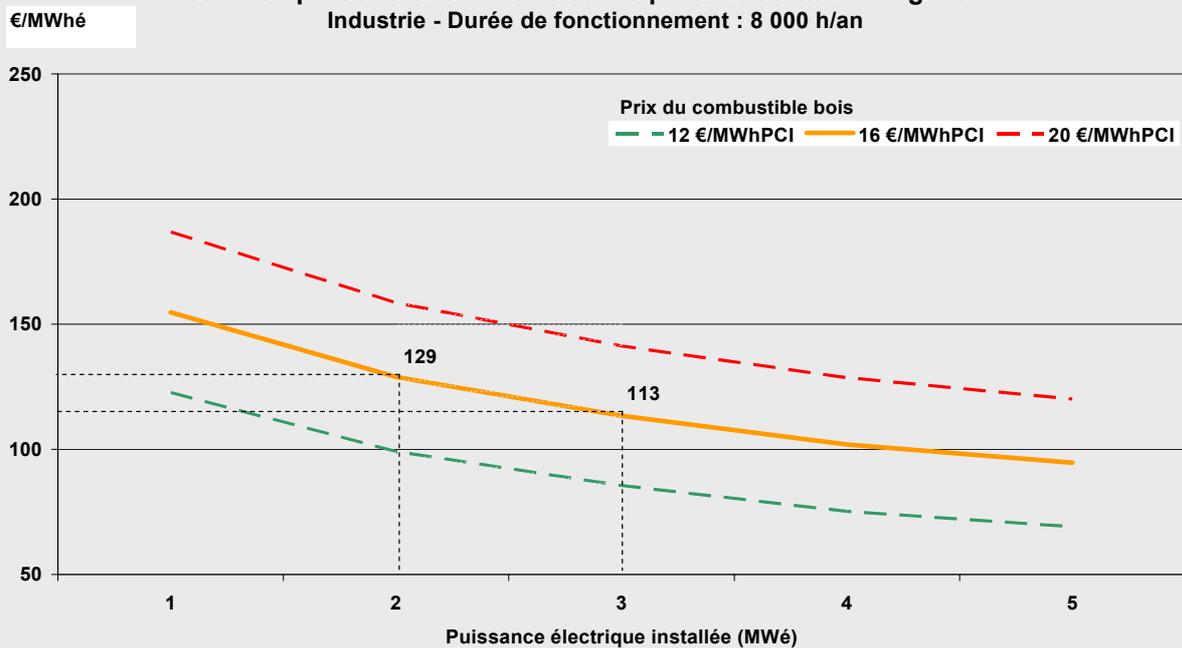
La durée d'amortissement a été prévue sur 20 ans. Compte tenu de la durée de vie de ce type d'équipement et d'une provision pour renouvellement et gros entretien, cet horizon de calcul est légitime, mais il faut évidemment dans ce cas que le contrat d'achat de l'électricité soit établi sur la même durée.

Les taux de rentabilité interne avant impôt ont été fixés respectivement à 12 % dans l'industrie et 10 % pour les réseaux de chaleur, compte tenu d'un risque industriel et financier plus faible dans ce second cas.

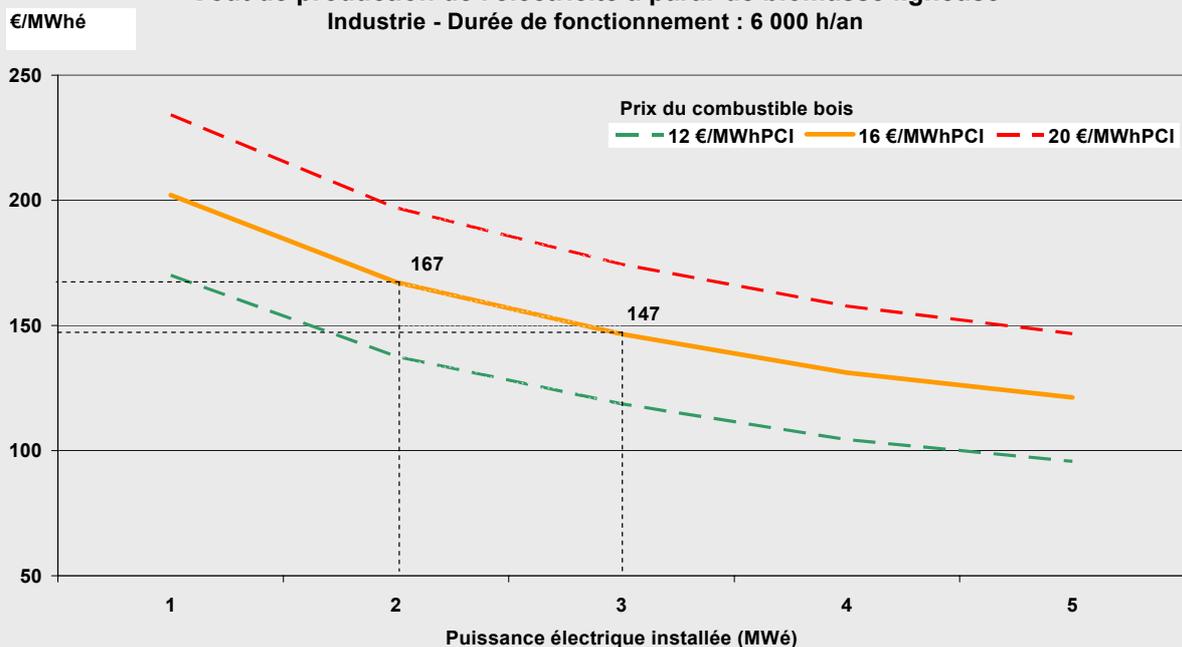
Résultats des simulations obtenus

Industrie

Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse
Industrie - Durée de fonctionnement : 8 000 h/an

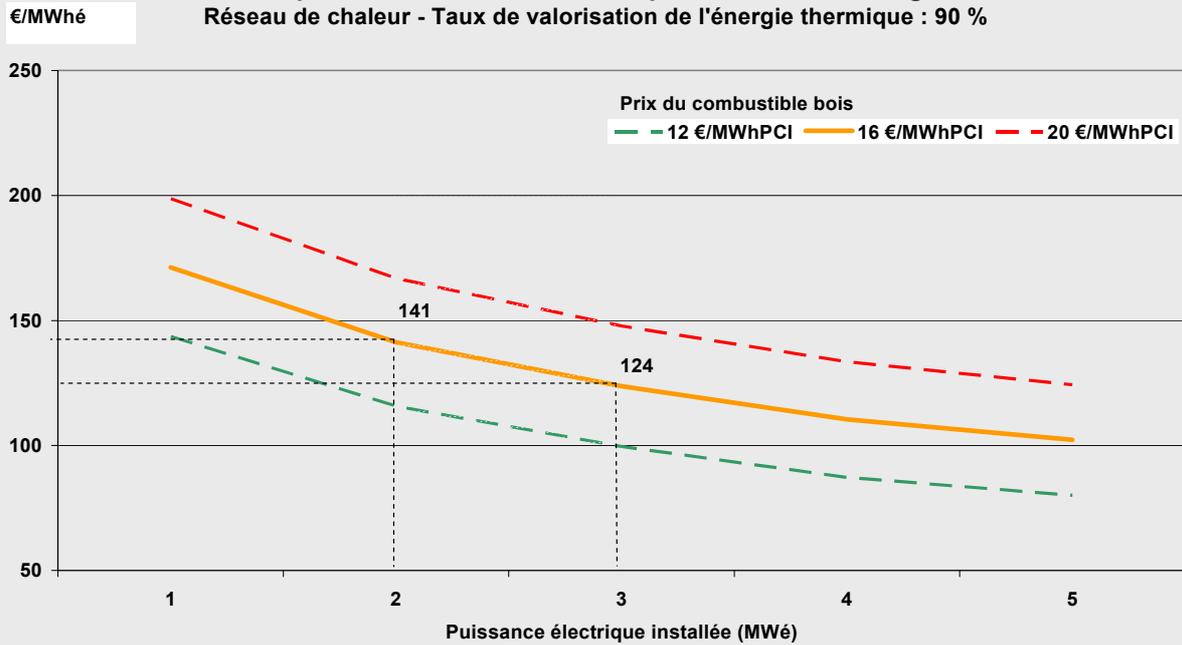


Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse
Industrie - Durée de fonctionnement : 6 000 h/an

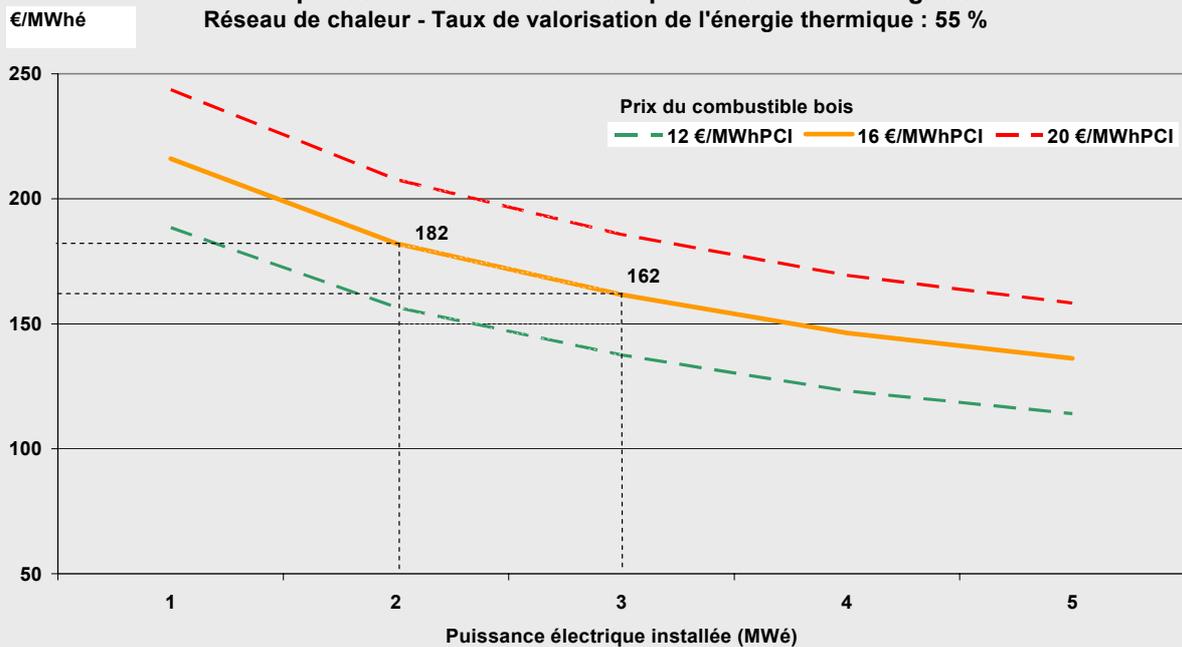


Réseau de chaleur

Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse Réseau de chaleur - Taux de valorisation de l'énergie thermique : 90 %



Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse Réseau de chaleur - Taux de valorisation de l'énergie thermique : 55 %



Synthèse

Coût de production de l'électricité à partir de biomasse ligneuse (€/MWhé) *

| Puissance électrique installée (MWé) | Industrie | | Réseau de chaleur | |
|--------------------------------------|--------------------------------|-------|---|-----|
| | Durée de fonctionnement (h/an) | | Taux de valorisation de l'énergie thermique (%) | |
| | 8 000 | 6 000 | 90 | 55 |
| 2 | 129 | 167 | 141 | 182 |
| 3 | 113 | 147 | 124 | 162 |

* avec un prix du combustible bois à 16 €/MWh PCI

On peut effectuer les commentaires suivants :

- **La fourniture de vapeur de process à l'industrie apparaît être l'option la plus favorable** ; le rendement électrique plus faible (du fait d'un soutirage à plus haute température) est compensé par une durée de fonctionnement plus longue.
- **La fourniture de chaleur à un réseau en période hivernale exclusivement est moins intéressante**, sauf si le dimensionnement de la puissance électrique installée (et par voie de conséquence de la puissance thermique) permet de valoriser la quasi totalité de la chaleur produite.

Pour une puissance électrique de l'ordre de 2,5 MW, il faut disposer de besoins thermiques correspondant à :

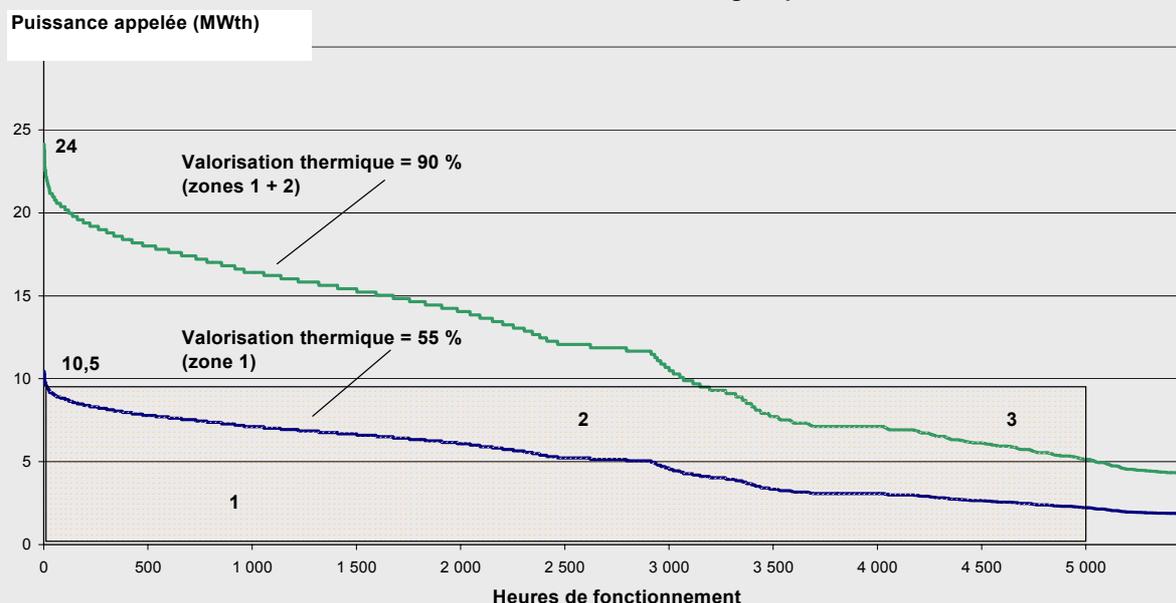
- 26 000 MWh, soit l'équivalent de 2 400 logements pour un taux de valorisation thermique de 55 % ;
- 43 000 MWh, soit l'équivalent de 3 900 logements pour un taux de valorisation de 90 %.

On soulignera **la forte incidence sur le prix de revient de l'électricité produite de la durée de fonctionnement de l'installation (dans l'industrie) ou du taux de valorisation de l'énergie thermique dans les réseaux de chaleur**. Une augmentation de la durée de fonctionnement de 6 000 à 8 000 heures, ou du taux de valorisation de la chaleur de 55 à 90 %, permet d'abaisser le prix de l'électricité de 30 % (34 à 41 €/MWhé).

L'impact d'un accroissement de la puissance électrique installée est moins significatif : le passage de 2 à 3 MWé réduit le prix de l'électricité de 10 à 15 % (16 à 20 €/MWhé).

L'optimisation du procédé, en particulier d'un dimensionnement des installations permettant un fonctionnement en base et en continu, est donc le point essentiel auquel il faut s'attacher si on veut obtenir un prix de revient de l'électricité (et donc un prix d'achat obligé) acceptable. A titre d'illustration, pour une unité de cogénération de 2,5 MWé, un réseau de chaleur habitat/tertiaire en région parisienne doit avoir une puissance thermique installée de 10 MW pour valoriser 55 % de l'énergie thermique produite et de 25 MW pour 90 %.

Unité de cogénération de 2,5 MWé / 9,5 MWth
Réseau de chaleur habitat/tertiaire - Région parisienne



En résumé, pour le prix d'achat de l'électricité à partir de biomasse ligneuse et dans le cadre de la révision de l'arrêté tarifaire en cours, le CIBE propose la grille suivante (sur la base d'un contrat de 20 ans) :

**Proposition de prix d'achat de l'électricité à des unités de cogénération bois
(taux de valorisation global = 70 % industrie et 50 % réseau de chaleur)**

| | | | | | |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Puissance | 1 MWé | 2 MWé | 3 MWé | 4 MWé | 5 MWé |
| Prix (€/MWhé) | 170 | 155 | 140 | 125 | 110 |

Ce tarif devra être réservé exclusivement à des unités fonctionnant en cogénération et ayant un taux de valorisation globale de l'énergie entrée chaudière (électricité + chaleur) égale ou supérieure à respectivement 70 % dans l'industrie et 50 % dans les réseaux de chaleur. Dans l'hypothèse où ce taux de valorisation ne serait pas atteint, une décote sur le prix d'achat de l'électricité sera effectuée.

Par contre, 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 thermique.

Les prix d'achat de l'électricité dans les pays européens qui ont développé la cogénération bois se situent dans cette fourchette de prix (Autriche...) ou bénéficient de mécanismes de soutien indirects très puissants (écotaxe sur les énergies fossiles...).