

Les réseaux de chaleur

En réponse à une demande de Monsieur le ministre de l'industrie

Rapport de

Henri Prévot
Ingénieur général des mines

Avec la collaboration de Jean Orselli,
Ingénieur général des Ponts et Chaussées

Les réseaux de chaleur

Un moyen peu coûteux de diminuer nos émissions de gaz à effet de serre

Pour diminuer nos émissions de gaz à effet de serre, **les quantités de chaleur livrées par des réseaux de chaleur peuvent tripler**, autorisant une **diminution des émissions de gaz carbonique fossile de 5,6 millions de tonne de carbone par an** pour un « coût des émissions évitées » **inférieur à 300 € par tonne de carbone** (soit 80 €/tonne de CO₂), c'est à dire beaucoup moins que d'autres voies que notre pays a décidé d'emprunter.

Les sources d'énergie qui n'émettent pas de gaz carbonique d'origine fossile sont aujourd'hui la chaleur d'incinération des ordures ménagères et des déchets banals (DIB), la géothermie, la chaleur fatale de processus industriels. Celle qui offre le plus grand potentiel est la biomasse, forestière ou agricole. Ultérieurement, peut-être, du charbon avec séquestration du gaz carbonique.

Les propositions de ce rapport les plus décisives devraient permettre aux financements publics et privés d'être plus efficaces.

1- Pour définir la politique et guider l'action, se référer systématiquement à **deux critères** communs : le coût de l'intervention publique par unité d'émission de gaz carbonique fossile évitée (Euro par tonne de carbone ou **€/tC**) et la quantité d'émissions évitées par hectare de sol agricole ou forestier (tonne de carbone par ha et par an **tC/ha/an**) - et oublier d'autres critères comme « l'efficacité énergétique ».

Selon ces critères : l'utilisation de biomasse comme source de chaleur est, de loin, la plus efficace des utilisations de la biomasse.

2.- Accorder aux réseaux qui émettent peu de gaz carbonique fossile des subventions, des prêts à taux variables indexés sur le prix à la consommation finale de l'énergie fossile et appliquer le taux réduit de la TVA sur l'investissement et sur l'énergie, l'ensemble des aides étant **inférieur à 300 €/tC évitée**

3- Utiliser de la façon la plus efficace les outils financiers, fiscaux et réglementaires de la politique publique en **effaçant les cloisonnements** qui aujourd'hui marquent la politique de lutte contre l'effet de serre. Les propositions faites dans cette étude ont pour objet de

- mettre fin à la production d'électricité à partir des usines d'incinération, d'arrêter la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de gaz et d'affecter les économies ainsi réalisées à la géothermie et à l'utilisation thermique de la biomasse. Elles impliquent que soit modifiée la PPI (programmation des investissements de production d'électricité) en conséquence.

- faire bénéficier les distributeurs de carburant qui contribuent financièrement au développement de la chaleur non fossile des mêmes exonérations fiscales que lorsqu'ils incorporent du biocarburant. En effet l'utilisation de la biomasse comme chaleur est *quatre à cinq fois plus efficace* que comme biocarburant.

4- Comme le développement des réseaux de chaleur implique d'augmenter beaucoup la consommation de biomasse, pour le mobiliser il convient de se fonder sur une analyse des **spécificités de l'économie forestière** : long terme et ressources différées longtemps après l'investissement ; proposer des financements et des possibilités d'épargne adaptés – créer des prêts à la sylviculture à différés de remboursement et d'intérêt, et soumettre au régime fiscal de la forêt l'épargne provenant de la coupe de bois et investie pour financer de la sylviculture. Ces nouveaux flux financiers rendront possibles d'importants flux de matière.

5- Créer des « **fonds régionaux de financement de la sylviculture et de la biomasse chaleur** » qui recueilleront les fonds de diverses origines et financeront des politiques qui tiendront compte de particularités de chaque région. A titre d'expérience un tel fonds pourrait être créé dans deux régions dont une plutôt forestière comme le Limousin et une plutôt agricole.

Les réseaux de chaleur

Table des matières

Présentation du rapport	P 7
Chapitre 1 – Objet du rapport, méthode suivie	P 10
1- Les réseaux de chaleur sont nécessaires à la lutte contre l'effet de serre et à notre indépendance énergétique	
2- La lettre de mission du ministre de l'industrie	
3- La méthode suivie dans cette étude : évaluer les coûts, pour la collectivité et pour les consommateurs / prendre en considération des objectifs et les contraintes des décideurs	
Chapitre 2 - Les réseaux de chaleur aujourd'hui en France et en Europe	P 14
1- La définition d'un réseau de chaleur	
2- La clientèle des réseaux de chaleur	
3- La production de chaleur	
4- Des réseaux de toute taille	
5- Le prix et le mode de facturation de la chaleur : une grande diversité	
6- Avantages et inconvénients des réseaux de chaleur	
Chapitre 3 - Le cadre général de l'analyse économique : prix des énergies fossiles, « coût du carbone » et taux d'actualisation	P 18
1- Une hypothèse sur le coût des énergies L'énergie fossile / Le bois et la biomasse / La chaleur des usines d'incinération et des méthaniseurs / La chaleur des unités de cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz	
2- Le taux d'actualisation	
3- Jusqu'à quelle valeur du « coût du carbone » une option sera-t-elle considérée comme intéressante ?	
Chapitre 4 -Les composantes du prix de revient d'un réseau créé <i>ex-nihilo</i>	P 24
1- Il est difficile de connaître les composantes du prix de revient des réseaux de chaleur	
2- Trois façons de calculer les dépenses d'équipement, investissement et gros entretien	
3- Les sources de chaleur : investissement, gros entretien énergie primaire	
3.1- Installations de base, de secours et d'appoint	
3.2- Les chaudières : investissement, coût de l'énergie Les investissements / Le coût de l'énergie consommée par les chaudières – rappel / Le cas de la géothermie	
4- Les conduites	
5- Les sous-stations	
6- Les frais de fonctionnement	
7- Le prix de revient de la chaleur livrée un tableau synthétique	
Chapitre 5- Comparaison du coût du chauffage urbain avec un chauffage individuel ou collectif	P 31

- 1- La consommation de chaleur d'un logement standard
- 2- Le coût du chauffage collectif ou individuel
L'amortissement des installations / les dépenses de fonctionnement autres que l'énergie / La facture énergétique / le coût total
- 3- Le coût du chauffage urbain : dépenses annuelles pour un appartement standard
Les hypothèses et conventions de calculs (rappel) / Le coût de la chaleur
Un tableau des coûts pour le logement de référence
- 4- Comparaison entre le chauffage urbain et les autres modes de chauffage – sans tenir compte de l'effet de serre
Un tableau
- 5- Comparaison entre le chauffage urbain et les autres modes de chauffage – en tenant compte de l'effet de serre
 - 5.1- Le coût du carbone d'un chauffage qui émet peu de gaz carbonique d'origine fossile Un tableau
 - 5.2- Si l'on impute au gaz carbonique un coût de 300 €/tonne de carbone
Présentation d'ensemble / Le cas des usines d'incinération est particulièrement flagrant / La géothermie / L'utilisation de la biomasse dans une grande ville, dans les petites villes, de tout petits réseaux dans des gros bourgs
- 6- Les réseaux de chaleur et les économies d'énergie

Un point d'étape :

P 42

Chapitre 6- Concrètement, selon la situation réelle, quelle option choisir ?

P 43

- 1-Quelles décisions prendre là où il existe déjà un réseau de chaleur
 - 1.1- Là où existe une usine d'incinération d'ordures ménagères
Si elle est utilisée seulement pour faire de la chaleur, ou pour faire de l'électricité
 - 1.2- Quelles décisions prendre là où il existe une cogénération au gaz
 - 1.3- Là où il existe une chaufferie au charbon ou au fioul lourd en base
 - 1.4- Densifier et étendre les réseaux qui n'émettent pas de gaz à effet de serre
 - 1.5- Séquestrer le gaz carbonique
- 2- Quelles décisions prendre là où il n'existe pas de réseau de chaleur
 - 2.1- S'il existe une UIOM qui ne produit que de l'électricité et si elle n'est pas trop éloignée de logements ou si l'on a un projet de créer une UIOM
 - 2.2- Créer de nouveaux réseaux chauffés à la biomasse ou à la géothermie
Dans les villes équipées d'un réseau de gaz / Là où le réseau de chaleur remplace un chauffage au fioul.

Chapitre 7- La contribution possible des réseaux de chaleur à la lutte contre l'effet de serre

P 53

- 1- Récapitulation
 - A- Lorsqu'un réseau de chaleur existe déjà
Là où il existe une UIOM / Là où il existe une unité de cogénération à partir de gaz / Là où il existe une chaufferie au charbon ou au fioul lourd / Densifier et étendre le réseau
 - B- Là où il n'existe pas de réseau de chaleur, pour en créer un
Avec une UIOM / Sans UIOM dans une zone desservie par le gaz naturel / Sans UIOM, dans une zone non desservie par le gaz naturel.
- 2- Les quantités
 - 2.1- Augmenter la quantité de chaleur venant des UIOM

2.2- Remplacer les énergies fossiles utilisées aujourd'hui par les réseaux de chaleur

cogénération à partir de gaz / Charbon

2.3- Augmenter la clientèle des réseaux de chaleur

2.4 Evolution possible par rapport à la situation actuelle : présentation d'ensemble.

Utilisation des énergies renouvelables dans les réseaux : les quantités - tableau P 58

Chapitre 8- Une nouvelle source de chaleur : la biomasse. Le cas du bois. Comparaison entre les usages énergétiques de la biomasse P 59

- 1- Les ressources potentielles en bois et en biomasse agricole sont abondantes
La production actuelle / Les « gisements » de bois et de déchets agricoles non utilisés aujourd'hui / Les gisements de déchets agricoles / Les nouvelles possibilités de bois et de cultures agricoles dédiées
- 2- Une demande plus forte de bois a souvent pour effet de bloquer l'offre de bois
Le constat / L'analyse de la relation entre l'offre et la demande de bois / En conséquence
- 3- Pour limiter et compenser les effets non désirés des obligations d'achat d'électricité produite à partir de bois
Pour compenser les effets non désirés sur les prix / Pour limiter les effets non désirés sur les quantités disponibles
- 4- Pour augmenter l'offre de bois
Mobiliser une épargne dormante
Intégrer un contrat de vente pluriannuel de bois dans une relation de partenariat technique et financier
Pour augmenter l'offre de bois
- 5- La biomasse, un produit convoité : comparaison entre les usages
Deux critères pour dégager des préférences : le coûts des émissions évitées et les émissions évitées par hectare et par an
Le biocarburant / La production d'électricité / Comparaison : un tableau

Chapitre 9- Les réseaux de chaleur et leurs clients, leurs concurrents, les communes concédantes, le grand public P 69

- 1- Les réseaux de chaleur et leurs clients
Une image à changer / La facture / L'individualisation des charges / Les charges récupérables et non récupérables / Rendre plus facile la décision de se raccorder à un réseau de chaleur / Un Observatoire des coûts et des prix
- 2- Les réseaux et leurs concurrents
- 3- Les réseaux et les communes
Règlements de ZAC ; classement des réseaux / Concessions et autres méthodes /

Chapitre 10- Pour rendre compétitifs les réseaux de chaleur : fiscalité et financement P 77

Des fonds régionaux de financement de la sylviculture et de la biomasse chaleur

- 1- L'intervention publique est justifiée ; elle pourrait être pragmatique et cohérente
- 2- Rendre la chaleur non fossile des réseaux moins coûteuse au consommateur que la chaleur d'origine fossile
 - 2.1- Pour diminuer le coût industriel
 - 2.2- Pour compenser l'écart de coût avec la chaleur d'origine fossile

Pour financer les réseaux de chaleur (des subventions d'investissement, des prêts à taux indexés sur le prix de l'énergie) / différencier les taxes sur la chaleur d'origine fossile et non fossile

- 3- Financer les interventions publiques pour développer les réseaux de chaleur
 - 3.1- Créer des fonds régionaux de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur
 - 3.2- Des dotations au titre de l'approvisionnement en carburant
 - 3.3- Mobiliser une épargne peu productive
 - 3.4- Des dotations au titre de l'économie d'énergie fossile
 - 3.5- Le produit d'un impôt sur l'énergie fossile de chauffage
 - 3.6- Les limites, les inconvénients et les possibilités du marché des permis d'émettre du gaz carbonique
 - 3.7- La participation des institutions, le rôle de la CDC

Chapitre 11- Pour développer et créer des réseaux de chaleur qui diminuent la consommation d'énergie fossile et les émissions de gaz à effet de serre P 84

Les propositions – récapitulatif des propositions présentées dans le rapport

- pour rendre la ressource non fossile plus abondante ; pour ne pas perturber la concurrence sur la ressource en énergie non fossile
- pour rétablir la vérité des coûts
- conséquences sur la PPI, programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité
- pour diminuer les coûts et élargir les possibilités de chauffage sans augmenter l'effet de serre
- pour traduire dans les coûts l'avantage « effet de serre »
- pour financer les mesures publiques qui traduisent l'avantage « effet de serre »
- au sujet des relations avec les consommateurs finaux, avec les bailleurs

ANNEXES

ANNEXE I- Lettre de mission P 91

ANNEXE II- Liste de personnes consultées P 93

ANNEXE III- Incinération, cogénération, quel est le coût de la chaleur P 94
Note de méthode – quelques applications numériques

ANNEXE IV- Un exemple de tableau de calcul du coût de la chaleur délivrée par un réseau P 103

Les réseaux de chaleur

Présentation du rapport

Pour répondre à l'objectif d'une forte diminution des émissions françaises de gaz à effet de serre - une division par trois en trente ou quarante ans, par quatre au-delà -, il ne suffira pas de faire des économies d'énergie ; il faudra utiliser d'autres sources d'énergie que les énergies fossiles. Or le chauffage dans le secteur résidentiel et tertiaire est à l'origine aujourd'hui d'un tiers des émissions de gaz carbonique dues à la consommation d'énergie (33 millions de tonnes de carbone sur 106 environ) ; il faudra donc que le chauffage soit massivement assuré par des sources de chaleur qui ne contribuent pas à augmenter la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère : chaleur fatale des usines d'incinération, biomasse, chaleur de géothermie, électricité, chaleur solaire, plus tard peut-être biofioul et chaleur fossile avec séquestration du gaz carbonique. Pour plusieurs d'entre elles, ces formes de chaleur ne peuvent être acheminées que par des réseaux de chaleur.

C'est pourquoi le développement des réseaux de chaleur est une composante nécessaire de toute politique de forte diminution de nos émissions. En même temps, ils renforceront notre autonomie énergétique. Quelle extension prendront-ils, à quel coût ?

Au Danemark, en Finlande, en Suède, plus de la moitié des logements sont chauffés par des réseaux de chaleur ; en ces pays, le chauffage est directement l'affaire des habitants, très impliqués dans les décisions et la gestion des réseaux. En France, le nombre de logements raccordés à un réseau de chaleur reste constant depuis quinze ans, environ un million (chapitre 2).

Il est peu utile de comparer les avantages ou les inconvénients qualitatifs des réseaux de chaleur par rapport à un chauffage collectif ou individuel si le prix du réseau de chaleur est plus élevé. Il convient donc dans un premier temps **comparer les dépenses qui donnent les mêmes quantités de chaleur**, puis de tenir compte des avantages externes. Ensuite seulement, là où les dépenses, corrigées par les avantages externes, sont inférieures aux dépenses des autres modes de chauffage, on verra comment développer l'usage du chauffage urbain.

Pour évaluer les coûts, il faut tout d'abord donner une valeur à des grandeurs contextuelles telles que le prix de l'énergie fossile, le prix de la chaleur des usines d'incinération, le taux d'actualisation, les émissions évitées de gaz carbonique. Le rapport choisit donc des valeurs en expliquant pourquoi. Comme l'a recommandé le Plan, le **taux d'actualisation retenu est 4 %**. Le coût des émissions de gaz carbonique fossile est celui qui résulte des réflexions que j'ai menées avec un groupe de travail¹ soit, pour un pétrole à 50 \$/bl, **300 € par tonne de carbone**. Le prix des énergies fossiles est homogène avec **un pétrole entre 45 et 50 \$/bl**, c'est-à-dire que le prix du gaz est voisin du prix en vigueur en février 2006, tandis que le prix du fioul est inférieur de 20 % aux prix de marché du début de 2006. Le prix de la biomasse est supposé égal à 15 €/MWh entrée chaudière, ce qui permet une rémunération de l'exploitant proche de celle d'autres cultures. Le coût de la chaleur des UIOM, les usines d'incinération est calculé en se référant aux dépenses évitées par EDF si cette chaleur est utilisée pour produire de l'électricité, ce qui donne à **la chaleur des UIOM une valeur égale à 9 €/MWh**. On a également calculé quel devrait être le prix de la chaleur pour que la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz soit moins chère que des productions séparées : ainsi calculé, **le coût de la chaleur de cogénération ressort à 32 €/MWh** alors que, vu du gestionnaire de réseau qui peut vendre son électricité à un prix élevé, fixé par l'administration, le coût de la chaleur est seulement de 14 €/MWh (chapitre 3).

Un coût est une *différence* : c'est la différence de dépenses entre l'option dont on veut mesurer le coût et une option de référence. Pour parler de coût, il importe donc de préciser et l'une et l'autre. Si l'option analysée est la création *ex-nihilo* d'un réseau, l'option de référence étant de ne rien faire, le coût est *le*

¹ Voir un article dans la Revue de l'énergie de février 2004

prix de revient complet du réseau. Encore faut-il savoir comment l'on compte l'investissement, notamment sur quelle durée il faut l'amortir si l'on compte des dépenses qui le maintiennent toujours en bon état. Le prix de revient dépend notamment du combustible choisi, du coût de pose des réseaux, de la « durée de fonctionnement » du réseau (production annuelle divisée par la capacité nominale), de la densité de desserte (nombre d'équivalents logements par kilomètre²). Un tableau de calcul permet de tenir compte de tous ces paramètres. Est donc calculé un prix de revient hors TVA et hors prise en compte de l'effet de serre (chapitre 4 ; un tableau synthétique présente les résultats).

Puis ce prix de revient est comparé au prix de revient complet des autres modes de chauffage. Le calcul est présenté en détail de façon que le lecteur ait connaissance de tous les éléments. Les dépenses par appartement sont présentées dans des tableaux avec les prix de l'énergie en vigueur en avril 2004 et en novembre 2005 et avec les hypothèses de prix à moyen terme présentées plus haut. Le mode de production le moins cher est le chauffage collectif au gaz bien que le chauffage individuel au gaz lui soit généralement préféré. Le chauffage urbain ne peut être moins cher (en prix de revient complet) que si la source de chaleur est une chaleur d'UIOM ou si la durée d'utilisation des réseaux est très grande.

Par contre, si l'on tient compte de l'effet de serre, les résultats sont très différents. La différence de coût entre le réseau de chaleur alimenté par des sources non fossiles et le chauffage collectif au gaz, ramenée aux quantités d'émission évitées est en effet souvent inférieure à 200 ou 300 €/tC. D'un point de vue économique et environnemental, il est alors intéressant de construire un réseau de chaleur plutôt que de faire du chauffage collectif ou, *a fortiori*, individuel (chapitre 5).

Après cet examen du prix de revient *ex nihilo*, sont considérées les situations réelles et les options telles qu'elles se présentent au gestionnaire de réseau : quelles décisions prendre là où il existe un réseau, selon qu'il existe une UIOM qui produit de la chaleur ou de l'électricité, ou qu'il existe une unité de cogénération à partir de gaz, ou une chaufferie au charbon ; quelles décisions prendre lorsqu'il n'existe pas de réseau de chaleur, selon qu'il existe ou non une UIOM etc. Dans chaque cas, sont définies une option de référence et une option qui, par rapport à celle-ci, diminue les émissions de gaz à effet de serre, soit par remplacement d'une source de chaleur, soit par densification ou extension du réseau. La différence de dépenses entre les options est rapportée à la diminution des émissions, ce qui permet de calculer le « coût du carbone » de l'option. Le cas de la séquestration du gaz carbonique est évoqué (chapitre 6).

Pour diminuer nos émissions de gaz à effet de serre, nous verrons alors que **l'extension des réseaux de chaleur peut tripler**, autorisant une **diminution des émissions de gaz carbonique fossile de 5,6 MtC par an** pour un « coût des émissions évitées » **inférieur à 300 € par tonne de carbone** (soit 80 €/tonne de CO₂), c'est-à-dire beaucoup moins que d'autres voies que notre pays a décidé d'emprunter. Les moyens les moins coûteux sont l'utilisation de la chaleur d'incinération (arrêt de la production d'électricité avec la chaleur des usines d'incinération et construction de nouvelles UIOM), la densification des réseaux existants, le remplacement du charbon par de la biomasse, l'arrêt des unités de cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz et leur remplacement par de la géothermie ou de la biomasse, la création de nouveaux réseaux alimentés par la géothermie ou la biomasse. Cela suppose que la PPI, programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, soit ajustée en conséquence (chapitre 7).

Les ressources thermiques en biomasse agricoles et forestières seront donc sollicitées. Le rapport propose des mesures novatrices pour la mobiliser. Quant au bois, il importe de faire une bonne analyse de la relation entre la demande et l'offre puisque une demande plus intense a souvent comme effet de bloquer l'offre. Agir seulement sur la demande aurait comme effet d'augmenter les prix, ce dont souffriraient les utilisateurs actuels de bois, sans pour autant augmenter suffisamment l'offre. Pour augmenter l'offre, le rapport recommande donc d'agir sur les facteurs qui suscitent et rendent possibles des actes de sylviculture puisque ceux-ci, quels qu'ils soient (éclaircies, transformation de taillis en futaie etc.), ont comme effet d'augmenter l'offre de bois pouvant être brûlés : parmi les mesures

² Il s'agit d'appartements car, sauf exception, aujourd'hui les réseaux ne concernent pas les « pavillons ».

proposées par le rapport, le financement d'opérations sylvicoles par une avance ou un prêt remboursable *in fine*, intérêt et capital ; ce remboursement pourrait se faire par la livraison d'une certaine quantité de bois prévue au contrat. Parallèlement les propriétaires vendront plus volontiers leurs arbres arrivés à maturité si le produit financier de leur vente est soumis au même régime fiscal que les arbres sur pied. Cela pourrait mobiliser d'importantes quantités de bois de sciage et de chauffage et des volumes importants de financement pour la sylviculture. Quant à la biomasse agricole si elle est transformée en biocarburant son utilisation recevra d'importantes aides : de 700 à 1000 € par tonne de carbone fossile évitée. Or toute utilisation thermique de biomasse augmente les ressources disponibles en carburant (puisque'elle libère du fioul, qui est le même produit que le gazole ou du gaz naturel utilisable comme GNV) ou en tous cas, à l'intérieur d'un quota national d'émission, laisse davantage de place aux émissions dues au transport. L'utilisation des sols sera alors beaucoup plus efficace : 0,7 tC par hectare et par an pour produire du biocarburant, 3 ou 4 tC/ha et par an en cas de biomasse chaleur soit quatre ou cinq fois plus. Le rapport propose donc que les distributeurs de carburant qui participent au financement de l'utilisation thermique de biomasse bénéficient des mêmes exonérations fiscales que lorsqu'ils introduisent du biocarburant dans le carburant qu'ils commercialisent (chapitre 8).

Il ne suffit pas que le coût de la chaleur délivrée par les réseaux, corrigé par la prise en compte de l'effet de serre, soit moins élevé que celui des autres modes de chauffage. Encore faut-il que les relations entretenues par « les réseaux » avec leurs partenaires n'en empêchent pas la diffusion : relations avec les clients (de gros progrès sont possibles sur la façon de présenter les factures, sur les informations données aux clients ; les réseaux devraient également proposer que les factures soient individualisées, etc.), les concurrents (dont il faudrait tempérer l'agressivité sans doute), les communes (qui pourraient prendre en charge le financement des réseaux, céder la chaleur des UIOM à un prix proche de son prix de revient, rendre obligatoire l'équipement des ZAC en réseau de chaleur, demander le « classement » des réseaux etc.). Un « observatoire des réseaux de chaleur » pourrait apporter ces informations et formuler des recommandations sur tous ces sujets (chapitre 9).

Pour prendre en compte l'effet de serre, il existe plusieurs moyens : la subventions aux investissements (dans la limite de 300 €/tC cumulée actualisée évitée) ou des prêts à taux indexés sur le prix à la consommation de l'énergie fossile, l'application d'un taux de TVA réduit sur toute la facture d'un chauffage qui n'émet pas de gaz à effet de serre, la revalorisation du prix de reprise de l'électricité produite en cogénération à partir de biomasse. Selon les propositions du rapport, ces interventions publiques n'augmenteront pas nécessairement l'effort déjà décidé pour lutter contre l'effet de serre mais le réorienteront de façon plus efficace : économies de CSPE (contribution au service public de l'électricité) du fait de l'arrêt de la production d'électricité à partir des UIOM et de la cogénération à partir de gaz, exonérations de TIC ou de TGAP sur le carburant pour toute contribution efficace à l'utilisation énergétique de la biomasse. La mobilisation de l'épargne-bois sur pied apportera également des financements. Des institutions telles que la CDC pourront également apporter des dotations pouvant être remboursées ultérieurement par les réductions d'émission de gaz carbonique fossile. Ces moyens pourraient alimenter des **fonds régionaux de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur** qui seraient placés sous l'autorité de conseils de surveillance formés des autorités publiques de l'Etat et de la région et des représentants des parties prenantes ; la Caisse des dépôts et consignations jouerait un rôle particulier dans la gestion de ces fonds (chapitre 10).

Chapitre 1-

Objet du rapport – méthode suivie

1- Les réseaux de chaleur sont nécessaires à la lutte contre l'effet de serre et à notre indépendance énergétique

Pour répondre à l'objectif d'une forte diminution des émissions françaises de gaz à effet de serre - une division par trois en trente ou quarante ans, par quatre au-delà -, il ne suffira pas de faire des économies d'énergie ; il faudra utiliser d'autres sources d'énergie que les énergies fossiles. Or le chauffage dans le secteur résidentiel et tertiaire est à l'origine aujourd'hui d'un tiers des émissions de gaz carbonique dues à la consommation d'énergie (33 millions de tonnes de carbone sur 106 environ) ; il faudra donc que le chauffage soit massivement assuré par des sources de chaleur qui ne contribuent pas à augmenter la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère : chaleur fatale des usines d'incinération, biomasse, chaleur de géothermie, électricité, chaleur solaire, plus tard peut-être biofioul et chaleur fossile avec séquestration du gaz carbonique. Pour plusieurs d'entre elles, ces formes de chaleur ne peuvent être acheminées que par des réseaux de chaleur.

C'est pourquoi le développement des réseaux de chaleur est une composante nécessaire de toute politique de forte diminution de nos émissions. En même temps, ils renforceront notre autonomie énergétique. Ils présentent d'autres avantages sans doute mais ils demandent des investissements beaucoup plus lourds qu'un chauffage individuel ou collectif et le rendement des petites chaudières, aujourd'hui, est aussi bon que celui des grosses. Bref, les réseaux de chaleur coûtent généralement plus cher que le chauffage individuel ou collectif. Leur extension dépendra donc du prix donné à la lutte contre l'effet de serre.

Au Danemark, en Finlande, en Suède, plus de la moitié des logements sont chauffés par des réseaux de chaleur ; en ces pays, le chauffage est directement l'affaire des habitants, très impliqués dans les décisions et la gestion des réseaux. En France, le nombre de logements raccordés à un réseau de chaleur reste constant depuis quinze ans, environ un million. Pour diminuer nos émissions de gaz à effet de serre, nous verrons que l'extension des réseaux de chaleur peut tripler, le « coût des émissions évitées » étant inférieur à 75 €/tonne de CO₂, c'est-à-dire beaucoup moins que d'autres voies que notre pays a décidé d'emprunter.

2-- La lettre de mission du ministre délégué à l'industrie

Par lettre du 18 mai 2005, le ministre délégué à l'industrie a demandé au Vice-président du Conseil général des mines de diligenter une étude sur les réseaux de chaleur dans le cadre des perspectives tracées par le Premier ministre en matière de lutte contre le changement climatique.

Après avoir rappelé que, pour une consommation à usage thermique, la plupart des sources d'énergie autres que fossiles ne peuvent pas être acheminées aisément jusqu'à leur lieu de consommation, la lettre de mission pose alors la question de la « rentabilité » des réseaux de chaleur ; celle-ci dépend du prix relatif des différentes formes d'énergie, prix qui résultera d'une part du marché et d'autre part d'une politique nationale et communautaire de lutte contre l'effet de serre.

Lorsque l'économie générale d'un réseau de chaleur est favorable, la lettre de mission demande que soient proposées des procédures et des modes de financement qui en permettent la réalisation. Elle demande également d'évaluer l'extension des réseaux et les quantités de chaleur consommées par ce moyen en fonction du prix de l'énergie fossile à la consommation finale.

Par ailleurs, il est souhaité que des propositions soient faites pour que la tarification de la chaleur délivrée par des réseaux incite les consommateurs à l'utiliser de façon rationnelle.

La lettre recommandait de rechercher l'appui du Conseil général des Ponts et Chaussées ; Jean Orselli, membre du CGPC a apporté sa contribution à cette étude.

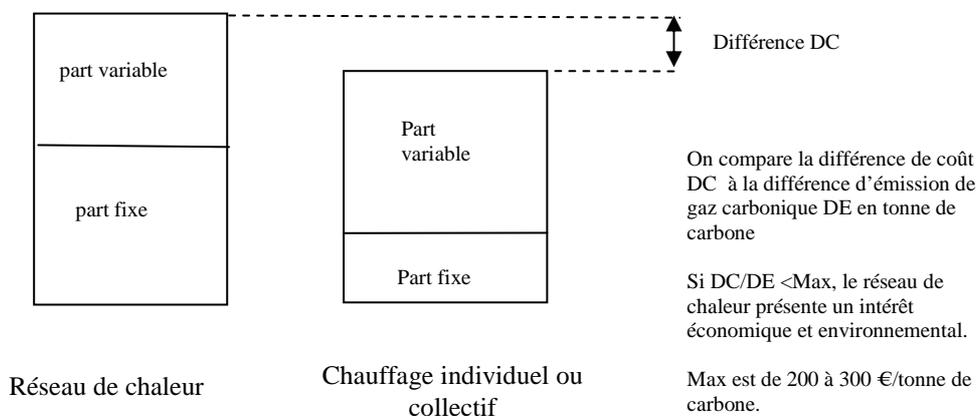
3- La méthode suivie dans cette étude

Une attention particulière a été portée sur les coûts de production et de distribution de la chaleur par les réseaux de chaleur : d'abord la définition même d'un coût, puis la façon de prendre en considération les effets externes, notamment l'impact du chauffage sur le réchauffement climatique. En effet, même s'il ne suffit pas d'en abaisser le coût pour être sûr du développement des réseaux, on peut être assuré qu'ils ne se développeront pas s'ils sont plus onéreux que d'autres modes de chauffage.

3.1- Evaluer les coûts, pour la collectivité et pour les consommateurs

Comparer le surcoût à l'économie d'émission de gaz à effet de serre

Pour évaluer les perspectives de développement des réseaux de chaleur, il convient d'abord de connaître le prix de revient de la chaleur distribuée par réseau et de le comparer au coût d'autres formes de chaleur. Si l'on tient compte des dépenses de création d'un réseau de chaleur, il est peu fréquent qu'il soit moins cher qu'un chauffage collectif au gaz. Tel est le cas lorsqu'il s'agit d'utiliser une chaleur fatale, chaleur issue d'un processus industriel, gaz de mines de charbon ou chaleur d'usines d'incinération. Dans le cas général, le réseau de chaleur est plus onéreux que d'autres modes de chauffage même si le prix de l'énergie fossile reste au niveau atteint à la fin de 2005. Avec plusieurs hypothèses sur l'évolution du prix du pétrole, on comparera le surcoût aux quantités d'émissions de gaz carbonique que le réseau de chaleur permet d'éviter et l'on exprimera cela en euros par tonne - tonne de gaz carbonique ou tonne de carbone - en disant qu'il s'agit du « coût du carbone ».



Selon la valeur ainsi calculée, il appartient à la puissance publique de dire si une décision qui a pour effet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, bien que plus coûteuse, doit être préférée. C'est-à-dire qu'il lui appartient de fixer la valeur maximale du « coût du carbone ». Puis il faut mettre en place des dispositifs tels que les acteurs privés trouvent intérêt à choisir cette option bien qu'elle soit plus coûteuse.

La valeur maximale du « coût du carbone » utilisée pour évaluer les options sur la fourniture de chaleur sera fixée en tenant compte des autres façons de diminuer nos émissions de gaz carbonique car les effets sur l'atmosphère ne dépendent évidemment pas de l'origine du gaz carbonique, transport, production d'électricité ou production de chaleur. Nous expliquerons pourquoi, à notre avis, une décision qui tend à diminuer nos émissions de gaz à effet de serre correspond à l'intérêt collectif si le « coût du carbone »

de cette décision est inférieur à 300 €/tonne de carbone. A ce compte-là, les possibilités d'extension des réseaux de chaleur sont grandes.

Les réseaux de chaleur peuvent présenter d'autres effets externes favorables, par exemple sur la pollution atmosphérique locale (les oxydes d'azote des chaudières à gaz notamment et la sécurité de fonctionnement). Ces effets externes ont une valeur calculée soit sur les dommages évités soit sur les dépenses qui permettent de les éviter. Le « coût du carbone » maximum tel que nous l'avons défini n'est pas calculé sur le coût des dommages dus à l'effet de serre ; c'est le coût marginal des décisions qui visent à limiter les émissions à un niveau donné. Comme ce coût du carbone, à 300 €/tC, est supérieur au coût des autres effets externes, la prise en compte de l'ensemble des effets externes ne conduit pas à porter leur coût global au-dessus du coût du carbone.

Calculer un prix de revient complet, puis le coût des options possibles

Le prix de revient complet de la chaleur d'un réseau de chaleur se calcule à partir de la somme des dépenses d'investissement, d'achat d'énergie, de gestion. Nous le comparerons au prix de revient d'autres modes de chauffage. Cette comparaison est utile pour déterminer s'il est préférable de créer un réseau ou de s'en abstenir. Dans la réalité, les décisions à prendre ne sont pas de cette nature.

Lorsque l'on se trouve en situation d'avoir à choisir entre deux ou plusieurs options, **le coût d'une option** est la différence entre les dépenses générées par cette option et celles d'une autre option qui coûte moins cher. Selon les situations, les options seront de densifier un réseau ou de ne pas le densifier, d'adapter une chaudière pour qu'elle puisse brûler de la biomasse ou de ne pas le faire, de continuer à produire de l'électricité à partir d'une UIOM ou d'utiliser la plus grande partie de la chaleur dans le réseau, de remplacer ou non une cogénération au gaz par une chaudière à biomasse, et alors d'acheter le bois ou de faire une culture de biomasse à croissance rapide, de remplacer une chaudière au fioul lourd par une autre de même type ou par une chaudière à biomasse.

Cette méthode – comparer, dans une situation donnée, les options possibles – est efficace car elle se moule sur les situations concrètes ; de plus elle est commode car elle évite d'avoir à considérer celles des composantes du prix de revient qui sont les mêmes dans les options étudiées. Lorsque l'on compare deux possibilités de chaufferie par exemple, nul besoin de connaître le coût du réseau.

L'évaluation de la différence entre les dépenses selon les options sera purement économique et ne tiendra pas compte des politiques publiques ayant un effet sur les émissions de gaz à effet de serre. Comme les taux de TVA ne sont pas les mêmes dans toutes les situations, nous compterons les dépenses **hors TVA**. De même, recettes et dépenses seront comptées hors toute aide ou toute taxe. Il s'agit donc de dépenses « techniques », non modifiées par des décisions politiques.

Puis, en comparant le coût de la chaleur d'un réseau à celui d'un chauffage individuel ou collectif, on calculera le coût du carbone correspondant³. On s'apercevra que les situations sont très différentes.

Par exemple, décider d'utiliser du bois à la place de charbon dans une chaudière à « lit fluidisé circulant » est une option dont le « coût du carbone » est inférieur à 70 €/tC, alors que créer de toutes pièces dans une petite ville un réseau alimenté par de la biomasse cultivée exprès coûte, par rapport à un chauffage au fioul, 200 à 300 €/tC. Remplacer une installation de cogénération d'électricité et de chaleur à partir de gaz par une chaufferie au bois a un « coût du carbone » à peu près nul même si cette installation peut encore fonctionner quelques années.

Il ne suffit pas de constater qu'une des options possibles dans une situation donnée est préférable aux autres du point de vue de la collectivité. Encore faut-il que celui qui a la responsabilité de prendre la décision soit du même avis et qu'il ait les moyens de la réaliser.

³ Dans ce calcul, on ne retient que les émissions directes du chauffage sans tenir compte des émissions de carbone en amont.

3.2- Prendre en considération les objectifs et les contraintes des décideurs

Une difficulté viendra du fait que **les parties prenantes sont nombreuses** : la commune qui passe un contrat de concession et qui fixe des redevances, le bailleur, le consommateur, l'exploitant de réseau, la collectivité qui vend de la chaleur d'incinération, les fournisseurs de biomasse, la puissance publique enfin, dans ses diverses expressions (Etat, collectivités territoriales, Communauté européenne). Les besoins d'information sont multipliés, avec les risques d'incompréhension ou pire. De plus, si une opération est globalement intéressante, elle ne sera réalisée que si chacune des parties prenantes y trouve intérêt.

Le cas de la biomasse doit être étudié particulièrement puisqu'elle peut être employée de différentes façons à des fins énergétiques et que ces usages peuvent en concurrencer d'autres, que ce soit comme matériau ou comme sources de produits alimentaires.

Nous ferons donc **des propositions** pour que ceux qui ont part à la décision soient amenés à tenir compte de l'avantage présenté par des solutions qui permettent d'éviter des émissions de gaz à effet de serre, même si elles sont plus onéreuses ou plus difficiles à financer. A cette fin, la puissance publique a le choix entre des moyens réglementaires ou économiques et financiers. D'autres propositions seront faites pour faciliter les relations entre les parties prenantes.

Chapitre 2

Les réseaux de chaleur aujourd'hui en France et en Europe

1- La définition d'un « réseau de chaleur »

Il est convenu d'appeler réseau de chauffage urbain ou réseau de chaleur une installation qui comprend une ou plusieurs sources de chaleur, un réseau primaire de canalisations empruntant la voirie publique ou privée et aboutissant à des postes de livraison de la chaleur aux utilisateurs, les sous-stations. Les enquêtes du SNCU, syndicat national du chauffage urbain, ne portent que sur les réseaux dont la puissance installée totale est supérieure à 3,5 MW et ne retiennent pas les réseaux qui n'ont qu'un utilisateur lui-même propriétaire du réseau ou de la source de chaleur. Par ailleurs, une enquête récente a porté sur les réseaux chauffés au bois. L'observatoire de l'énergie de la DGEMP de son côté a fait en 1997 une étude qui montre l'évolution des réseaux depuis une dizaine d'années.

2- La clientèle des réseaux de chaleur

Les deux tiers de la chaleur produite, soit 17 TWh sur 23,2 TWh, vont à l'habitat.⁴

On a coutume de représenter la consommation par un nombre d' « équivalents logements » et se référant à un logement standard qui consomme 10 MWh par an de chaleur utile en chauffage et eau chaude. La chaleur utile de chauffage est celle qui émane des radiateurs. Compte tenu des rendements de chaudière, des pertes dans les conduites et des « pertes de régulation »⁵, la chaleur facturée à un logement standard est de 12,5 ou 14,5 MWh soit 1,2 à 1,3 tep⁶ si le chauffage est individuel ou collectif au gaz ou au fioul, mais de 10 MWh seulement s'il s'agit d'un chauffage électrique. Elle est de 12,2 MWh dans le cas du chauffage urbain. Ces chiffres reflètent correctement la consommation en eau chaude et chauffage d'un logement de 70 m² construit selon les normes en vigueur pour les logements neufs il y a une dizaine d'années.

Selon l'Observatoire de l'énergie, le nombre de logements desservis par un réseau de chaleur était en 2002 de 1 million. La quantité de chaleur *produite* est donc de 17 MWh par appartement. La différence avec 12,2 MWh s'explique par les pertes de réseaux et par le fait que la consommation moyenne est supérieure à celle du logement de référence. Ces logements sont pour les trois quarts des logements sociaux ; ils représentent 14 % de l'ensemble des logements sociaux.

Les hôpitaux et les établissements scolaires consomment la moitié de la chaleur des réseaux de chaleur non consommée par l'habitat.

3- La production de chaleur

En 2002, 394 réseaux ont été recensés par le Syndicat national du chauffage urbain. Ils ont vendu 23,2 TWh (valeur non corrigée des variations climatiques) et, pour cela, consommé 26 TWh.

Généralement, les réseaux produisent leur chaleur par combustion d'énergie fossile, de biomasse ou de déchets ou utilisent l'eau chaude de la géothermie. Ils peuvent aussi recevoir la chaleur d'une usine d'incinération gérée par une autre entité. Fréquemment, la production de chaleur est accompagnée de la production d'électricité ; on parle alors de « cogénération ». C'est le cas de quatre réseaux sur dix. La puissance installée de production d'électricité s'élève à 1300 MW ; la quantité produite fut de 4,3 TWh

⁴ 1 TWh, térawatt.heure vaut 1000 gigawatt.heure (GWh) et 1 million de mégawatt.heure (MWh)

⁵ La chaleur consommée pendant la montée en température

⁶ 1 tep vaut 11,6 MWh.

électrique, accompagnée de la production de 9,6 TWh de chaleur, soit près de la moitié des quantités vendues.

La quantité totale d'énergie consommée par les réseaux est de 36,5 TWh ; l'augmentation que l'on observe dans les dernières années est due essentiellement à l'augmentation de la production d'électricité, la production de chaleur effectivement utilisée étant à peu près constante.

Les sources d'énergie :

du gaz pour 50 % dont les deux tiers pour produire aussi de l'électricité ;
la chaleur d'incinération pour 17 % dont plus de la moitié produit en même temps de l'électricité ;
le charbon pour 13 % ;
le fioul pour 13 %, dont une partie en fioul lourd pour la base et une partie pour la pointe de consommation.

A noter que les énergies renouvelables représentent fort peu : 3 % de géothermie, moins de 1 % venant de la biomasse.

4- Des réseaux de toute taille

Le réseau le plus important est celui de Paris : 25 % des habitations parisiennes, 960 km de conduites (450 km au départ des chaufferies et 410 km de retour), distribuant près de 6 millions de MWh (6 TWh), produits moitié par les usines d'incinération, moitié par les chaufferies de CPCU – qui possède une capacité de production de chaleur de 3 000 MW. C'est le seul réseau français où la chaleur est transportée sous forme de vapeur. La densité du transport de chaleur est de 13 000 MWh par km de réseau, ce qui est relativement élevé, et la moitié de la chaleur vient d'usines d'incinération, deux caractéristiques très favorables. En sens opposé, la pose de conduites - des conduites de vapeur dans Paris -, coûte très cher.

Après le réseau de Paris, le réseau le plus important est celui de Grenoble. Une capacité de 123 MW de chauffage, à quoi s'ajoute 12 MW de production électrique. La longueur du réseau est de 130 km, la production étant de 700 000 MWh. La densité de transport est de 5 400 MWh par km, ce qui est un ratio moyen. Le réseau est alimenté à hauteur de 30 % par du charbon et à 30 % par la chaleur d'UIOM, ce qui est favorable. Il faut également 30 % de fioul lourd ou de gaz utilisé en cogénération. A noter l'utilisation de 10 % de bois et aussi d'autre biomasse comme les farines animales, dans une chaudière à lit fluidisé circulant.

Près de Bordeaux ou à Colmar, un réseau distribue 130 000 MWh, alimenté pour 60 % par la chaleur d'une UIOM. A Besançon, un réseau de taille équivalente est alimenté à hauteur de 34 % par une UIOM (15 000 MWh pour 11 km, à la cité de la Planoise). Le réseau de Dunkerque, d'une capacité voisine, est alimenté à égalité par des gaz industriels originaires de la sidérurgie et par du charbon. A Forbach, un réseau de moindre importance (50 000 MWh) est alimenté par du gaz de mines de charbon, du grisou (c'est-à-dire du méthane).

Citons également comme exemple de géothermie en région parisienne, le réseau de Chevilly Larue, qui livre 132 000 MWh par an, alimenté pour 55 % par de la chaleur de géothermie. Les forages en région parisienne, jusqu'à la nappe du Dogger, sont nombreux et pourraient encore être multipliés. Dans le Sud-Ouest, on trouve d'autres exemples, depuis le département des Landes (comme à Mont de Marsan) jusqu'en Poitou-Charentes en passant par la région de Bordeaux. La géothermie coûte cher en investissement, notamment lorsqu'il faut un deuxième forage pour réinjecter l'eau dans la nappe. L'équilibre économique des réseaux géothermiques demande donc une stabilité des prix de l'énergie qui leur a fait défaut après les contre-chocs pétroliers. Plusieurs réseaux géothermiques ont dû s'arrêter ; d'autres n'ont survécu qu'en se dotant d'usines de cogénération au gaz bénéficiant de prix de reprise d'électricité qui permettaient de diminuer le coût de la chaleur. Une fois les investissements financés, ils dégagent des résultats intéressants.

Depuis quelques années, sous l'impulsion de l'ADEME et des collectivités locales, on voit se créer des réseaux de chaleur au bois dont certains sont très petits. Une enquête publiée par l'association AMORCE en mars 2005 recense entre 60 et 80 réseaux de chaleur, dont seize seulement ont une puissance qui dépasse 3,5 kW, c'est-à-dire le seuil de l'enquête générale sur les réseaux de chaleur. Les chaufferies bois les plus importantes sont celles de Felletin et de Vitry-le-François, dont la puissance est de 16 MW. La plupart des réseaux ont une puissance de 1 à 3 MW, dans des petites villes de quelques milliers d'habitants. Des micro-réseaux de quelques centaines de watts peuvent être intéressants dans des cas particuliers, lorsqu'il faut remplacer des installations vétustes et qu'il existe une scierie à proximité par exemple.

Deux exemples dans une région forestière

Dans une commune de quelques centaines d'habitants : 300 kW distribuant 640 MWh par an à 80 radiateurs, 4 aérothermes et une soufflerie dans la mairie-école, la salle des fêtes, la caserne des pompiers, cinq logements et quelques autres locaux publics. Cette installation a reçu une subvention d'investissement de 40 % sur la chaudière et le réseau de chaleur. Le chauffage est alimenté par les chutes de deux scieries implantées dans le village. Il remplace un chauffage électrique de façon très économique.

La ville de Felletin a un important réseau de chaleur chauffé au bois avec des chutes de scierie ; la chaleur est partiellement utilisée pour produire de l'électricité, celle-ci étant achetée à un prix fixé par l'administration.

Ces réseaux au bois ont été calculés avec le prix du bois et le prix de reprise de l'électricité en vigueur au moment où la décision a été prise de les construire. L'équilibre de ces réseaux est perturbé par la forte hausse du prix des bois due à l'augmentation du prix de l'énergie et, plus encore, aux appels d'offres pour la fourniture d'électricité produite à partir de bois – nous y reviendrons.

5- Le prix et le mode de facturation de la chaleur délivrée par des réseaux de chaleur : une grande diversité

La facture se présente le plus souvent sous la forme d'un binôme : une partie fixe indépendante de la quantité consommée, calculée soit sur la puissance souscrite soit sur la surface du logement, et une partie proportionnelle à la quantité consommée.

Selon une étude faite par l'association AMORCE en avril 2004, pour un appartement standard la facture totale se situe dans une fourchette, TtC, allant de 450 à 900 €/an, soit du simple au double, le tiers se situant entre 600 et 670 €/an ; il faut y ajouter les dépenses qui ne sont pas à la charge du réseau de chaleur, de sorte que le coût total pour le consommateur va de 765 à 1214 €/an TtC, le tiers des réseaux se situant entre 920 et 990 €/an.

A titre de comparaison, à la même époque le coût total des autres formes de chauffage, tel qu'il a été calculé par AMORCE, était de 1246 €/an TtC pour le chauffage électrique, 1014 pour l'individuel au gaz, 1049 pour le collectif au fioul et 882 pour le collectif au gaz.

Vu la facturation à cette époque, certains réseaux apparaissent donc « compétitifs » et d'autres ne le sont pas. Mais l'examen de la facturation ne suffit certes pas à évaluer l'intérêt que présentent les réseaux pour la collectivité car les coûts apparents dépendent des subventions reçues, des impôts, du prix de reprise de l'électricité « cogénérée » et de la façon dont sont comptés les amortissements et les provisions pour grosses réparations ; de plus les tarifs sont ajustés de façon à éviter les « déraccordements ». A cela il faut ajouter que le prix des énergies fossiles a augmenté dans les derniers mois. Ces tarifs ne disent donc rien sur l'intérêt réel que présentent d'un point de vue économique et environnemental à moyen terme les réseaux de chaleur par rapport à d'autres formes de chauffage.

On pressent que cette extrême diversité, tant du coût global que du mode de facturation, peut être la source d'incompréhensions, d'autant plus que se pose avec acuité la question de savoir quelle est la part de ce coût qui peut être récupérée sur le consommateur comme « charge récupérable ».

6- Avantages et inconvénients des réseaux de chaleur – conditions pour que les réseaux se développent

La quantité de chaleur délivrée par les réseaux de chaleur représente 5 % environ de la chaleur consommée par le secteur résidentiel et tertiaire alors que, selon l'association AMORCE, cette proportion est de 12 % en Allemagne, de 17 % en Autriche et autour de 50 % au Danemark. Cela invite à s'interroger sur l'avenir des réseaux de chaleur en France.

Il est frappant de constater que le nombre de logements chauffés par réseau de chaleur est constant depuis quinze ans : 1,028 million en 1990, 1,022 million en 2002 (Source : « données et chiffres clés » de l'Observatoire de l'énergie). Or le nombre de résidences principales est de 24,5 millions, dont 10,6 millions en immeubles collectifs.

Les réseaux de chaleur peuvent donc connaître un très grand développement s'ils sont plus intéressants que le chauffage individuel ou collectif au gaz, au fioul ou à l'électricité, le chauffage individuel au bois étant limité par les difficultés logistiques.

Pour évaluer les réseaux de chaleur et les comparer aux autres modes de chauffage, on ne peut se contenter de constater les tarifs. Il est nécessaire d'analyser les composantes du prix de revient ; on prendra alors la mesure de la très grande diversité des situations et l'on testera la sensibilité des résultats aux incertitudes sur le nombre de clients, l'évolution du coût de l'énergie. On tiendra compte également des avantages « externes » que certaines formes de chauffage urbain présentent du point de vue de l'effet de serre, mais non des autres avantages externes comme une plus grande sécurité et une moindre pollution.

Chapitre 3

Le cadre général de l'analyse économique : prix des énergies fossiles, « coût du carbone » et taux d'actualisation

Lorsque des investissements d'intérêt public sont réalisés par des acteurs privés ou par des collectivités territoriales, il appartient à l'Etat de dire comment il les évalue pour décider s'il en favorisera la réalisation ou non. Pour ce qui est des réseaux de chaleur, cette évaluation dépend notamment des prévisions sur le prix des énergies fossiles et de la biomasse, du taux d'actualisation (car il s'agit d'investissements de très longue durée) et du prix que l'on attache à la lutte contre l'effet de serre.

1- Une hypothèse sur le coût des énergies

1.1- L'énergie fossile

Les réseaux de chaleur sont des investissements dont l'intérêt s'évalue sur plusieurs décennies et l'histoire récente, avec deux chocs pétroliers suivis de deux contre-chocs, montre combien il a été risqué et coûteux de fonder de tels investissements de longue durée sur l'observation de prix élevés de l'énergie fossile en 1974 puis en 1980. Aujourd'hui, les prix atteints par le pétrole sont plus élevés que ce qui avait été prévu mais il serait tout aussi imprudent d'évaluer des investissements en réseaux de chaleur en supposant que les prix resteront durablement à ce niveau. Chacun connaît les arguments des uns et des autres. Les uns voient la « fin » prochaine du pétrole ; mais tiennent-ils compte de l'effet que cette hausse aura sur la demande de carburant alors qu'il n'est pas difficile d'imaginer que la consommation unitaire des véhicules diminue ? Il ne faudrait pas ignorer non plus que des prix élevés suscitent une offre nouvelle : il devient intéressant d'aller rechercher du pétrole dont l'exploitation est plus coûteuse, notamment dans les gisements déjà exploités, ou de produire des biocarburants dans les pays où les coûts de production sont les plus bas.

Par ailleurs, les ressources non conventionnelles seront exploitées et l'on parle encore relativement peu des réserves disponibles de charbon. Or elles sont tellement abondantes qu'elles pourraient suffire à répondre à une demande croissante d'énergie pendant une centaine d'années. Et il devient intéressant de produire du liquide à partir de charbon dès lors que le prix du pétrole est supérieur à 45 \$/bl. D'ailleurs la Chine a déjà décidé la construction d'usines de « liquéfaction » de charbon et l'on peut penser que l'Inde, autre pays gros consommateur et riche de charbon, suivra bientôt cette voie, du moins si le prix du pétrole reste au niveau d'aujourd'hui. Comme il existe bien d'autres ressources dont le coût d'exploitation est inférieur à 40 \$/bl et que celles dont l'exploitation coûte moins de 50 \$/bl sont très abondantes, pour évaluer l'intérêt des réseaux de chaleur par rapport au chauffage individuel ou collectif au gaz ou au fioul, il serait imprudent de se fonder sur l'hypothèse d'un pétrole très cher, à un prix égal ou supérieur au niveau qu'il a déjà atteint.

Les calculs de coûts que nous avons faits prennent comme hypothèse que les prix du gaz et du fioul domestique correspondent à un pétrole à 50 \$/bl, c'est-à-dire un prix voisin de 40 €/MWh entrée chaudière pour le fioul et le gaz en chauffage individuel, moins pour le gaz en chauffage collectif. C'est à peu près le prix du gaz⁷ en vigueur en février 2006, mais c'est 20 % de moins que le prix du fioul observé à cette époque.

Pour le charbon, les prix sont ceux qui étaient en vigueur à la fin de 2005, soit 18 €/MWh entrée de chaudière pour le charbon.

⁷ En euro par MWh PCI

1.2- Le bois et la biomasse

Le bois utilisé dans les réseaux de chaleur peut avoir plusieurs origines bien différentes : les DIB, déchets industriels banals, très abondants dans les villes (emballages, palettes, bois de coffrage, déchets du bâtiment), les déchets de scierie ou d'industrie du bois comme les écorces, la sciure ou les « dosses » ou chutes de scierie, le produit des élagages des parcs et jardins, les bois aujourd'hui abandonnés après une coupe rase de bois d'œuvre. Il y a aussi le bois coupé à l'occasion d'une action de sylviculture, quelle qu'elle soit : éclaircie, balivage, coupe d'un taillis pour le transformer en futaie. A l'avenir, on verra peut-être une autre sorte de bois, celui qui aura été cultivé précisément pour être brûlé. Sauf dans le cas de la sciure, le bois est conditionné sous forme de « plaquettes », c'est-à-dire en morceaux de cinq à vingt centimètres de côté.

On a donc des déchets dont le détenteur doit se débarrasser, des déchets dont la présence n'est pas considérée comme gênante (les rémanents de coupe), des bois qui ne deviennent disponibles qu'à la suite d'une décision d'investissement sylvicole, soit comme co-produits soit comme destination principale de cet investissement. Selon son origine, l'humidité du bois est très différente. Or le pouvoir calorifique du bois dépend beaucoup de son humidité.

Il n'est donc pas surprenant que le prix du bois varie d'un réseau de chaleur à l'autre : de 5 €/MWh, parfois, lorsqu'il s'agit des chutes d'une scierie voisine, jusqu'à 13 ou 15 €/MWh entrée chaufferie lorsqu'il s'agit de plaquettes forestières. Chaque fois qu'il s'agit d'un déchet ou d'un co-produit, le prix du bois ne reflète pas un prix de revient de production. L'équilibre entre l'offre et la demande, d'où émerge le prix, se présente de façon très particulière comme nous le montrons au chapitre 8.

L'autre forme de biomasse est celle de plantes dédiées, choisies pour leur grande productivité à l'hectare. Il est alors possible de calculer un prix en supposant que le revenu de l'agriculteur doive être le même que s'il faisait d'autres cultures, en tenant compte des différentes aides qu'il est susceptible de recevoir. Une culture de biomasse peut produire 12 tonnes de matière sèche par hectare, équivalente à 5 tep, soit 60 MWh. Si cette biomasse est vendue 13 €/MWh à la sortie du champ, cela procurera à l'agriculteur un revenu de 780 € par hectare et par an. Ce niveau de revenu, complété par une aide spécifique réservée aux cultures énergétiques (aujourd'hui 45 €/ha) pourrait suffire à rendre cette culture aussi intéressante que d'autres. Si la biomasse est transportée sur une cinquantaine de kilomètres en moyenne, elle pourrait arriver à la chaufferie à 15 €/MWh.

Dans une perspective à moyen terme, nous retiendrons cette valeur de 15 €/MWh entrée chaufferie pour évaluer les réseaux de chaleur utilisant de la biomasse, valeur supérieure au coût de façonnage et de transport de déchets de scierie ou de rémanents de coupe. Cette valeur est très sensible aux marchés agricoles.

1.3- La chaleur des usines d'incinération et des méthaniseurs

Le prix de ces formes de chaleur résulte d'une négociation entre plusieurs parties prenantes.

Dans le cas d'un réseau approvisionné par une UIOM, le prix est fixé par accord entre la collectivité responsable de la gestion des déchets et par celle qui concède le chauffage par réseau urbain – parfois la même.

La collectivité chargée de l'élimination des déchets peut avoir le choix entre l'incinération et la mise en décharge. En cas d'incinération, la chaleur peut alimenter un réseau de chaleur ou servir à la production d'électricité. Le recyclage ne concerne qu'une petite partie des déchets combustibles. Il est possible de produire un peu d'électricité sans diminuer pour autant la quantité de chaleur utilisable dans le réseau. Retenons les trois options principales : la décharge, la production de chaleur ou la production d'électricité. Le choix entre ces options ne dépend pas que des dépenses, sans doute : une solution plus onéreuse peut être choisie si elle est mieux acceptée par la population. Mais bornons-nous ici à considérer les dépenses.

Si la décharge est plus coûteuse que l'incinération, pour minimiser les dépenses, on choisira l'incinération, quelle que soit l'utilisation de la chaleur. Alors, il s'agit de comparer les dépenses et les recettes de la production d'électricité ou de chaleur. Cette comparaison dépend du point de vue où l'on se place. Le gestionnaire de l'UIOM ne verra que le « prix de reprise » auquel EDF est obligé de lui acheter cette électricité. Mais, du point de vue de la collectivité nationale, il convient de se référer aux dépenses évitées par EDF. Cela permet de calculer le prix minimum de la chaleur qui fera que l'utilisation directe de la chaleur des UIOM est préférable à la production d'électricité. Par convention, nous appellerons ce prix minimum le « *coût réel* » de la chaleur de l'UIOM⁸. Le calcul des dépenses évitées à EDF doit tenir compte du parc de production tel qu'il est aujourd'hui et tel qu'il peut être programmé dans les dix ou vingt ans à venir. Tant que la capacité nucléaire est fixe, c'est-à-dire pendant au moins les sept ans qui viennent, une production d'électricité à partir de la chaleur d'incinération remplace pour partie une électricité nucléaire et pour partie une électricité produite à partir d'énergie fossile (environ moitié moitié). Le prix de la chaleur qui fournit un avantage équivalent à la production d'électricité dépend du taux d'utilisation de la chaleur injectée dans le réseau. Pour plus de commentaires, on peut se référer à une annexe à ce rapport.

On montre alors que, dans la situation actuelle, il est intéressant de produire de la chaleur plutôt que de l'électricité sauf s'il existe une autre source de chaleur qui coûte moins de 4 ou 8 €/MWh, pas plus, selon que la chaleur est totalement ou partiellement consommée. Si l'on tient compte de l'effet de serre, l'avantage présenté par l'utilisation directe de la chaleur est encore plus manifeste. Si le pays s'engage dans une politique résolue de lutte contre l'effet de serre en respectant l'environnement, la mise en décharge sera onéreuse et la chaleur d'incinération sera utilisée autant que possible pour remplacer des énergies fossiles, puisque l'électricité pourra être produite moins cher par d'autres moyens. C'est pourquoi nous pensons que le « coût de la chaleur » des UIOM est très bas. Ici, nous lui la valeur de **9 €/MWh**

Cela n'empêche pas de produire un peu d'électricité à partir de la chaleur d'incinération pour utiliser la chaleur de haute température pour les besoins d'électricité du site.

1.4- La chaleur des unités de cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz

Le cas de la cogénération à partir de gaz est différent de celui de la production d'électricité à partir d'une UIOM en ceci que la combustion de gaz n'est pas une énergie fatale et émet du gaz carbonique et que la production d'électricité est une production de semi-base.

Il est possible de calculer le coût de la chaleur cogénérée avec de l'électricité à partir de gaz tel que le voit le gestionnaire du réseau en considérant comme une donnée le prix de l'électricité auquel EDF est obligée d'acheter l'électricité. Mais, du point de vue de la collectivité nationale, le coût s'évalue différemment : il se calcule à partir de la différence de dépenses selon que chaleur et électricité sont produites en cogénération ou selon qu'est produite seulement de l'électricité, par les moyens les moins coûteux. Si le prix du gaz est de 25 €/MWh et si la cogénération produit surtout de la chaleur, le coût de la chaleur, vue par le gestionnaire est de 14,4 €/MWh – de 10 €/MWh seulement si le « cogénérateur » fait le minimum de chaleur. Par contre, du point de vue de la collectivité nationale, la perception est différente. Il faut distinguer la situation où la capacité nucléaire est ce qu'elle est, et la situation où la capacité nucléaire peut être calculée de façon à avoir un parc optimal de production d'électricité. Dans le premier cas, si l'on arrête une cogénération, elle sera remplacée par une production d'électricité à partir de gaz (une CCG). La cogénération ne serait alors intéressante que si la chaleur en remplaçait une autre qui coûterait plus de 32 €/MWh. Si l'on peut adapter la capacité des différents moyens de production pour minimiser le coût de production, la production nucléaire est moins coûteuse que la

⁸ De même qu'il est intéressant de produire un bien si son coût est inférieur à celui d'autres biens équivalents, de même il sera intéressant de produire de la chaleur UIOM si le prix d'autres formes de chaleur est supérieur à ce que nous appelons ici le « coût » de la chaleur de l'UIOM. Le coût n'est pas le même selon que l'on se place du point de vue de la collectivité locale ou du point de vue de la collectivité nationale.

CCG pour une production en semi-base. Alors, pour un prix du gaz à 25 €/MWh, la cogénération ne serait intéressante que si la chaleur pouvait être vendue à un prix supérieur à 42 €/MWh.

Si le prix du gaz est de 30 €/MWh, le coût de la chaleur, du point de vue de la collectivité, est de 35 € en référence à une production à partir d'une CCG, de 53 € en référence à une production d'électricité nucléaire fonctionnant en semi-base. Tout cela est présenté en annexe.

Or la production de chaleur à partir de bois coûte 36 €/MWh, donc beaucoup moins si on donne une certaine valeur à l'effet de serre.

Il n'est pas étonnant que les gestionnaires de réseaux aient développé ce mode de production de chaleur, financé par les utilisateurs d'électricité en définitive. Cela leur a permis de passer une période rendue pour eux très difficile par la baisse du prix du pétrole. Mais, si l'on veut diminuer nos émissions de gaz à effet de serre au moindre coût, nous ne pouvons pas considérer que la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz est un bon moyen de procurer de la chaleur aux réseaux de chaleur. Au contraire, nous verrons que remplacer le plus tôt possible les centrales de cogénération à partir de gaz par des centrales à biomasse serait un des moyens les moins coûteux de diminuer nos émissions de gaz carbonique.

Ici aussi, il convient de se défaire du réflexe de donner *a priori* la préférence aux systèmes qui ont la meilleure efficacité énergétique. Ce n'est plus l'objectif à rechercher. L'objectif est de diminuer les émissions de gaz carbonique d'origine fossile. Naturellement, pour un même combustible, le procédé qui utilise le mieux l'énergie peut être préférable.

2- Le taux d'actualisation

Comme les réseaux de chaleur sont très capitalistiques et sont un investissement à très long terme, l'évaluation du prix de revient de la chaleur dépend énormément du taux d'actualisation retenu. Si par exemple le coût complet de la chaleur délivrée par un réseau est de 62 €/MWh avec un taux d'actualisation de 4 %, il est de 58 €/MWh avec un taux de 3 % ou de 70 €/MWh avec un taux de 6 %.

On fera ici la différence entre le taux d'actualisation retenu par une entreprise qui fait appel à un financement privé et celui qui sert à l'évaluation des équipements publics.

Une entreprise cherche à rémunérer le mieux possible les capitaux engagés et tient compte dans cette rémunération des risques courus. Les taux d'actualisation sont couramment de l'ordre de 8 ou 10 % en monnaie constante. Mais, pour une évaluation de l'intérêt des réseaux de chaleur « du point de vue de la collectivité », nous retiendrons la valeur du taux d'actualisation recommandée par le Commissariat général du Plan, soit 4 % en monnaie constante⁹. Cette valeur reflète bien le taux d'intérêt à long terme.

3- Jusqu'à quelle valeur du « coût du carbone » une option sera-t-elle considérée comme intéressante ?

Nous avons dit plus haut que, si l'on choisit une option plus coûteuse qu'une autre au motif qu'elle conduit à moins d'émission de gaz carbonique, le surcoût, ramené aux économies d'émission, est le « coût du carbone » de cette option et nous considérerons que cette option est intéressante si le « coût du carbone » est inférieur à une valeur de référence.

Il s'agit de donner une valeur à un « effet externe » positif (ne pas émettre de gaz à effet de serre), pour ne retenir que les actions dont le surcoût est inférieur à cette valeur.

⁹ La proposition du Plan est un taux de 4 % pendant 30 ans, dégressif ensuite jusqu'à 2 %. Pour simplifier, les calculs de cette étude ont été faits au taux constants de 4 %.

S'il était possible de calculer le coût des dommages causés par l'effet de serre, la « valeur externe » des décisions qui permettent de les éviter serait égale au coût des dommages évités – plus précisément le plus élevé des coûts des dommages évités, c'est-à-dire le coût marginal évité. Mais, concernant l'effet de serre, tel n'est pas le cas : il est impossible de chiffrer les dommages causés par l'effet de serre ; qui plus est, le saurait-on globalement, on ne saurait pas qui en sera victime.

Alors l' « effet externe » ne s'évaluera pas en fonction du coût des dommages mais en fonction du coût des mesures qui permettent d'en limiter l'ampleur. Plus précisément, c'est le coût de la mesure dont le coût est le plus élevé. Encore faut-il préciser jusqu'à quel point la puissance publique aura décidé de pousser l'effort : plus l'effort demandé sera grand, plus le « coût du carbone » sera élevé.

Ici, il est utile sans doute de dire que le cours du permis d'émettre qui émane du marché européen des quotas d'émission n'a aucune signification économique pertinente pour notre propos.

Le marché européen ne porte que sur une partie des émissions ; il dépend des quotas d'émission accordés pour quelques années seulement par les pays indépendamment les uns des autres et surtout de l'idée que les entreprises se font des décisions à venir qui seront prises par des Etats qui ignorent eux-mêmes quelles décisions ils prendront. Par ailleurs, il ne peut pas être durablement reconduit sur les mêmes bases car il est limité à l'Union européenne sans qu'aucune mesure n'ait été prise pour équilibrer les conditions de concurrence avec des entreprises qui ne sont pas soumises aux mêmes contraintes. Ce marché a un comportement étonnant : dans un marché assez bien informé pour que la spéculation n'en soit pas le premier moteur, lorsque le prix de l'énergie augmente le cours du permis devrait diminuer, la somme de l'un et de l'autre restant à peu près constante ; on a vu au contraire le cours du quota monter lorsque le prix du pétrole a augmenté et se stabiliser à 80 €/par tonne de carbone ou 20 €/tCO₂ ; ce comportement aussi erratique que moutonnier s'explique à l'analyse par le très grand écart entre l'horizon de ce marché, quelques années, et celui des décisions industrielles. Les opérateurs du marché constatent que, *dans l'horizon prévisible*, les entreprises qui émettent le plus ne peuvent pas moduler leurs émissions en fonction du cours du carbone car, même si celui-ci augmente, elles seront obligées de continuer comme devant et ne seront pas incitées à arrêter leur production tant que leurs installations peuvent fonctionner ; les seules entreprises qui peuvent moduler leurs consommations en fonction du coût des émissions sont celles qui étudient la création de nouvelles unités de production d'électricité. Or il y a un consensus pour penser que si le prix du pétrole augmente, celui du gaz augmentera plus vite que celui du charbon, ce qui donne un avantage au charbon, dont augmentera la demande de quotas, ce qui fait augmenter son prix. Si les quotas avaient été accordés pour trente ans, bon nombre d'entreprises émettrices auraient fait savoir qu'elles cessaient d'investir en Europe et qu'elles fermeraient progressivement leurs installations au fur et à mesure de leur obsolescence, ce qui aurait dégagé suffisamment de parties de quotas pour que les perspectives d'augmentation de production d'électricité à partir de fossile n'en fassent pas monter le cours.

Pour choisir le coût maximum du carbone, il faut donc procéder différemment.

Peut-on se référer utilement au surcoût des formes d'énergie aidées aujourd'hui par des décisions publiques ? Le soutien au biocarburant se chiffre de 400 à 1000 € par tonne de carbone, le soutien à la production d'électricité éolienne, selon la façon dont on le calcule, est de 400 € par tonne de carbone ou beaucoup plus ; il en est de même du soutien à la production d'électricité en cogénération avec de la chaleur – nous y reviendrons car cela intéresse directement les réseaux de chaleur. Les crédits d'impôts pour l'achat d'une chaudière au gaz à condensation se montent à plusieurs centaines d'euros par tonne de carbone économisée pendant la durée de vie de la chaudière, pour l'équipement en cellules photovoltaïques à plusieurs milliers d'euros par tonne de carbone. Quant au soutien à l'utilisation de la biomasse dans les réseaux de chaleur, il est souvent de 100 € par tonne de carbone, parfois de 200 €/t, rarement supérieur.

Ce n'est donc pas de cette revue des dépenses et des aides consenties que nous pourrions dégager la valeur de référence du « coût du carbone ».

Les autorités politiques de ce pays ont fixé comme cible de diviser par quatre les émissions nationales de gaz à effet de serre d'ici une cinquantaine d'années. Pour être en ligne avec cet objectif, il est prudent de viser une division par deux ou trois d'ici trente ou quarante ans.

Or, un groupe de travail réuni à l'initiative du Conseil général des mines à la fin de 2003 a dressé un tableau cohérent des ressources et des emplois d'énergie qui divise les émissions par deux ou trois en faisant appel à celles des technologies connues qui coûtent le moins cher. A partir de ce tableau on s'aperçoit que le « coût du carbone » est de l'ordre de 300 € par tonne de carbone si le prix du pétrole est à 45 ou 50 \$/bl.

C'est-à-dire que la plus chère des technologies dont on a besoin présente, par rapport à une énergie fossile, un surcoût équivalent à 300 € par tonne de carbone. Cette étude, menée avec un groupe de travail réuni à l'initiative du Conseil général des mines, a fait l'objet d'un rapport remis au ministre de l'économie et de l'industrie en novembre 2003¹⁰.

Les principales hypothèses de ce tableau sont la stabilisation de la consommation d'énergie, un fort recours à la biomasse pour la chaleur et pour une production de biocarburant sur de nouvelles techniques qui utilisent la plante entière, l'utilisation généralisée de véhicules propulsés à l'électricité, celle-ci venant d'une batterie alimentée sur le secteur ou par un moteur diesel embarqué, et l'augmentation de la capacité de production nucléaire. Avec les impôts actuels sur le diesel, et si le prix de l'électricité est calé sur les coûts de production nucléaire (et non sur le coût de production d'électricité à partir de gaz), il pourrait suffire que le prix du carburant s'établisse TtC à 1,4 ou 1,5 €/litre pour rémunérer la production de biocarburant et les véhicules bi-énergie. Si le prix du pétrole est de 50 \$/bl, le prix du carburant serait porté à ce niveau avec un impôt correspondant à environ 300 €/tC.

Certes, la réalité sera évidemment différente (quelle prévision à trente ans s'est avérée ?). Mais ces réflexions donnent une base objective pour évaluer l'intérêt d'un réseau de chaleur utilisant des sources d'énergie qui émettent peu de gaz à effet de serre. Faute de connaître d'autres évaluations argumentées du « coût du carbone » correspondant à une forte diminution des émissions françaises de gaz à effet de serre, c'est donc cette valeur que nous retiendrons.

Sera donc considérée comme intéressante toute option dont le surcoût est inférieur à 300 € tonne de carbone fossile évitée. Cela n'empêche pas de distinguer celles dont le coût est le plus faible : nous verrons mainte situation où il est possible de prendre une option dont le coût est inférieur à 100 € ou 150 € par tonne de carbone.

Il arrivera que, pour rendre possible une option jugée ainsi intéressante au plan économique et environnementale, l'aide publique doive être supérieure – ou inférieure – à ce qui est ici calculé si le prix du pétrole est inférieur – ou supérieur – à 50 €/bl.

¹⁰ Les principaux résultats sont présentés dans le numéro de février 2004 de la Revue de l'énergie et sur le site 2100.org/PrevotEnergie.

Chapitre 4

Les composantes du prix de revient d'un réseau créé *ex nihilo*

1- Il est difficile de connaître les composantes du prix de revient des réseaux de chaleur

En abordant cette question des réseaux de chaleur, on est tout d'abord frappé de la difficulté de connaître les composantes du coût de production et de livraison de la chaleur par des réseaux.

Un réseau est toujours formé d'au moins deux sources de chaleur, la principale utilisée « en base » et une autre de capacité égale ou supérieure utilisée pendant les périodes de pointe et comme secours, de conduites et d'échangeurs en pied d'immeuble, appelés « sous-stations ».

Il faut entretenir le réseau et les chaudières, entretien courant et « gros entretien », y compris le remplacement des pièces défectueuses ou usées.

Aux dépenses d'achat de l'énergie (gaz, biomasse, charbon, chaleur de l'incinération des ordures ou de cogénération à partir de gaz etc.) s'ajoutent les dépenses d'énergie nécessaires au fonctionnement du réseau, les frais de gestion (frais commerciaux, fournitures diverses, surveillance, entretien courant, eau, extraction des cendres, facturation, provision pour risques), les taxes, dont les redevances pour occupation du domaine public, les bénéfices avant impôts. En cas d'utilisation de biomasse, la vente des cendres, riches en éléments minéraux procure une recette.

Tout cela paraît assez simple mais cache bien des chausse-trapes.

1- La **diversité** des situations est très grande : réseau installé ou réseau à construire, zone urbaine dense, ZAC en cours d'aménagement, petite ville ou gros bourg, capacité de 50 000 logements ou de quelques centaines seulement, modes de chauffage différents : charbon, fioul lourd ou fioul domestique, gaz ou chaleur issue d'une cogénération d'électricité et de chaleur, chaleur de géothermie, chaleur d'usine d'incinération d'ordures ménagères, biomasse – plus tard, sans doute, charbon avec séquestration du gaz carbonique.

2- Certaines composantes du coût sont **très difficiles à définir** : qu'en est-il de l'amortissement des équipements dans un contrat de concession ? Faut-il ajouter l'amortissement et le gros entretien qui permet de maintenir l'équipement en bon état ? Quelle est la signification du coût de la chaleur venant d'une usine d'incinération ou d'une cogénération dont l'électricité est achetée à un prix fixé par l'Etat ? De même, quelle est la justification économique d'une redevance d'occupation du domaine public ? Quel est le « juste prix » d'un déchet de scierie ou des rémanents d'exploitation d'une parcelle forestière ? Comment imputer année par année une dépense d'investissement ; faut-il retenir les frais financiers ou faire un calcul avec un taux d'actualisation fixé par ailleurs ?

3- Un système de chauffage urbain est un équipement qui ne peut s'évaluer que dans une perspective de **plusieurs dizaines d'années**. Or que dire de l'évolution des prix de l'énergie fossile et des autres formes d'énergie sur cette période ? La question du prix du bois est rendue encore plus compliquée par le fait que la relation entre l'offre et la demande est très spécifique. Que dire également des évolutions technologiques qui ne manqueront pas d'intervenir ?

4- Pour diminuer les émissions de gaz carbonique, il faudra des **décisions politiques** qui, au stade de l'utilisation, modifieront le coût respectif des énergies qui émettent des gaz à effet de serre et celles qui n'en émettent pas. Comment prévoir l'effet de ces décisions sur les coûts ?

Avant de passer en revue les composantes du prix de revient, il nous faut expliquer la façon dont nous comptons les investissements dans le prix de revient de la chaleur : faut-il ajouter les trois postes « amortissement », « frais financiers » et « gros entretien » ? Ne sont-ils pas partiellement redondants ?

2- Trois façons de calculer les dépenses d'équipement, investissement et gros entretien

Les dépenses d'équipement sont d'abord des dépenses de première installation puis des dépenses de gros entretien – s'y ajoute l'entretien courant. Si l'on compte dans le gros entretien le remplacement des parties d'équipement défectueuses, ces dépenses suffisent à maintenir l'équipement en bon état pendant de très longues durées, pratiquement sans limite pour le réseau et pour les sous-stations, et même pour les chaudières. Il y a donc – au moins – *trois façons* de compter la part des investissements dans le prix de revient.

1- Compter l'amortissement sur 20 ou 30 ans, les frais financiers et le gros entretien : cette méthode s'impose au concessionnaire lorsqu'il doit financer l'équipement et le remettre en bon état gratuitement à l'autorité concédante en fin de concession, comme un « bien de retour ». Si la concession est de 30 ans, l'amortissement, y compris les frais financiers, est calculé pour être achevé à la fin de la période, soit sur 30 ans pour les investissements réalisés au début, beaucoup moins pour ceux qui seraient réalisés en fin de période. Cette façon de calculer conduit à une valeur qui est *supérieure* au coût réel puisque, ayant financé cette dépense, on se trouve à la fin de la concession avec un bien qui a beaucoup plus de valeur qu'au début de la concession. *Une autre façon de s'en convaincre est de constater que dans ces conditions les clients de la deuxième concession paieront leur chaleur moins cher que ceux de la première.* Ce n'est certes pas une façon de faciliter la création de nouveaux réseaux ni d'encourager pendant la durée de la concession les investissements d'extension de réseau ni même d'amélioration.

2- Compter les frais financiers et le gros entretien : il s'agit là des dépenses générées par la réalisation et l'entretien d'un équipement financé exclusivement par un emprunt revolving, donc de durée « infinie ». Cet équipement est maintenu en bon état. Donc la somme correspondante représente le coût d'usage, y compris le coût d'un financement assuré par quelqu'un d'autre. *Cette façon de compter l'investissement représente correctement sa part dans le coût de la chaleur.* Pratiquement, c'est cette somme que devra dépenser le gestionnaire d'un réseau de chaleur lorsque celui-ci est financé par la collectivité territoriale : à la charge du concessionnaire il y aura donc d'une part le gros entretien (lissé chaque année par des provisions) et d'autre part une redevance – par exemple pour occupation du domaine public – égale aux intérêts d'un emprunt d'un montant égal à la valeur à neuf de l'équipement.

3- Compter seulement les dépenses de gros entretien : il s'agit des dépenses à la charge du concessionnaire lorsque le financement du réseau a déjà été complètement pris en charge soit par l'autorité concédante, soit par une précédente concession. Cette somme ne représente pas l'intégralité du coût du réseau mais elle peut être, de fait, la seule qui soit à la charge des utilisateurs du réseau ; cela dépend de la décision de l'autorité concédante. Au vu des coûts et des prix de la chaleur vendue par les réseaux de chaleur, on peut penser que bien des réseaux existants équilibrent leurs résultats en ne comptant en dépenses que le gros entretien, ce qui interdit tout développement.

Dans les périodes de difficulté, toutes les dépenses de gros entretien ne peuvent pas être financées, ce qui oblige un peu plus tard à arrêter le réseau.

Dans la suite, pour évaluer le coût de production de la chaleur et comparer les options possibles, nous retiendrons les intérêts de l'investissement à sa valeur à neuf sans l'amortir mais en comptant des dépenses de gros entretien à un niveau suffisant pour maintenir l'équipement en bon état.

On notera qu'une facturation à ce niveau, si elle représente bien le coût du service rendu, ne suffit pas à financer le premier établissement. C'est pourquoi, lorsqu'il s'agira de faire des propositions pour rendre possibles les options qui paraissent les plus intéressantes du point de vue de la collectivité, il faudra

calculer le montant total selon la première méthode (amortissement sur une durée inférieure à la durée de vie des équipements, frais financiers correspondants et gros entretien).

Note : Pour ce qui est des composantes élémentaires du coût de production – montant des investissements, dépenses de fonctionnement -, cette étude retient des valeurs issues des indications données de plusieurs sources, qui sont convergentes. Sauf par recoupements, nous n'avons pas vérifié directement la réalité de ces valeurs.

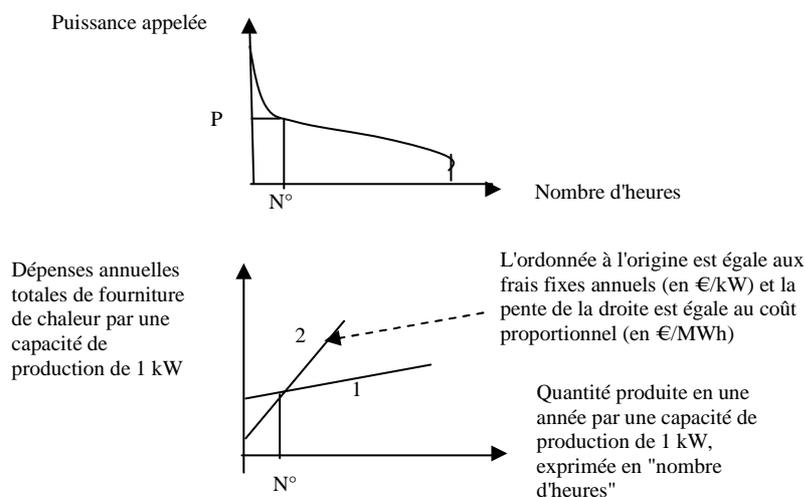
Tous les chiffres figurant dans cette étude résultent de calculs dont le détail est donné dans des feuilles de calcul jointes en annexe, à partir de données de départ explicitement indiquées.

3- Les sources de chaleur : investissement, gros entretien énergie primaire

3.1- Installations de base, de secours et d'appoint

Il faut une source de chaleur de base et une ou des chaudières d'appoint ; en général la forme de la courbe qui indique la puissance appelée est telle que, à l'optimum, la chaudière d'appoint a une puissance égale ou supérieure à la première. La source de chaleur de base est une chaudière, une UIOM, de la géothermie ou encore de la chaleur produite avec de l'électricité à partir de gaz.

On calcule la durée de fonctionnement qui égalise les coûts totaux d'une chaudière et de l'autre, soit N ; à cette durée de fonctionnement correspond une puissance appelée : c'est la puissance P telle que la puissance appelée est supérieure à P pendant un nombre d'heures qui égalise le coût des deux chaudières.



3.2- Les chaudières : investissements, coût de l'énergie

3.2.1- Les investissements

Une chaufferie à bois ou une chaufferie mixte bois-charbon-autres combustibles solides, coûte 5 à 6 fois plus cher qu'une chaudière de même puissance au gaz ou au fioul : 500 euros par KW de puissance contre 100. La chaudière à charbon est un peu moins chère. Le coût d'usage est donc très dépendant de la durée de fonctionnement de la chaudière, représentée par le rapport entre la quantité produite chaque année et la puissance nominale. Ce rapport s'exprime en heures ; il serait de 8760 heures (nombre d'heures dans l'année) pour un fonctionnement théorique à plein, en permanence.

L'équilibre optimal entre chaudière de base et d'appoint dépend bien sûr du coût respectif de chacune de ces chaudières, du coût de l'énergie par MWh sortie de la chaudière et du profil de consommation de chaleur du réseau.

Une chaudière au bois tournant plus de 5000 heures est très performante. Un tel fonctionnement est possible dans des zones d'activité ou, en chauffage urbain, si l'on chauffe, l'été, des piscines, des hôpitaux, des entreprises ou encore pour faire du froid. Une « durée » de 2500 heures est courante. On voit certains projets de réseaux où la « durée » de fonctionnement est inférieure à 2000 heures ; alors la capacité de la chaudière est sans doute excessive et les coûts s'en ressentent durement.

Les rendements de chaudière sont de 80 % pour une chaudière au charbon ou au bois, de 85 ou 90 % pour une chaudière au fioul ou au gaz.

Prenons le cas d'une chaufferie formée d'une chaudière à bois et d'une chaudière d'égale puissance au fioul. La première fonctionne 2500 heures, la seconde quelques centaines d'heures. Le coût d'usage¹¹ des chaudières est alors de 8,2 €/MWh produit ; le gros entretien est de 6,2 €/MWh, soit en tout 14,5 €/MWh. Si la chaudière tourne à plein, ramené à la production le gros entretien est à peu près le même mais le coût d'usage de la chaudière est divisé par trois, soit en tout 9 €/MWh produit.

3.2.2- Le coût de l'énergie consommée par les chaudières - rappel

Nous avons expliqué plus haut les hypothèses retenues :

- Prix du charbon : 18 €/MWh entrée de chaudière
- Prix de la biomasse : 15 €/MWh sachant que nombre de réseaux au bois reçoivent aujourd'hui leur bois beaucoup moins cher (5 €/MWh parfois, 10 à 13 €/MWh souvent)
- Prix de la chaleur d'usine d'incinération : 9 €/MWh ; en réalité, les réseaux de chaleur la reçoivent beaucoup plus cher, de l'ordre de 17 à 20 €/MWh.

Pm, pour le chauffage individuel ou collectif, nous retenons les valeurs suivantes HT

- Prix du gaz, €/MWh sans l'abonnement : 38 €/MWh PCI en individuel, 30,5 €/MWh PCS en collectif, moyenne été-hiver
- Prix du fioul domestique : 40 €/MWh

3.2.3- Le cas de la géothermie

L'investissement comprend d'abord les dépenses engagées pour trouver un bon site géothermal, puis pour faire le forage, souvent un forage double pour réinjecter l'eau dans la nappe à une distance du captage supérieure à un kilomètre. Il faut également une pompe immergée (selon le cas), une pompe d'injection et un échangeur.

Le coût de la chaleur dépend énormément du rendement du puits, très différent d'un puits à l'autre. Le rendement se calcule à partir de la température d'extraction de l'eau et de son débit et aussi de la température de retour des systèmes d'utilisation. Si la température est basse, il faudra la relever avec une chaudière ou avec une pompe à chaleur. A Jonzac, un puits simple dans le trias débite 40 m³/heure d'une eau à 62 °C pour alimenter une station thermale dans de très bonnes conditions économiques. En région parisienne, il est nécessaire d'avoir deux puits et l'eau est très corrosive, ce qui oblige à utiliser des matériaux adaptés (un acier au titane par exemple pour les échangeurs). Les débits sont de l'ordre de 200 m³/heure, la température de 55 à 80 °C. Si les retours d'eau sont à 40 °C, pour un même débit le rendement d'un puits dont l'eau est à 80°C est le double de celui d'un puits dont l'eau est à 60 °. Dans un cas moyen (70°C, 200 m³/h), la puissance est de 7 MW¹².

¹¹ On rappelle que, par convention, ce que nous appelons le « coût d'usage » est égal à 4 % de la valeur à neuf de l'équipement.

¹² On récupère 30°C sur 200 m³ par heure soit 30x200x4,18 millions de joules en 3600 secondes.

L'investissement, pour une installation complète comprenant un puits de 200 m³/heure de 1700 mètres de profondeur et le puits de retour est de 8 M€, soit 1150 €/kW pour une installation moyenne. L'investissement peut être bien moindre s'il n'y a qu'un puits ou si le rendement du puits est supérieur à 7 MW.

L'entretien coûte assez cher lorsque les eaux géothermales sont corrosives, et il faut souvent changer les pompes (tous les cinq ans au maximum pour la pompe de production immergée).

Selon les hypothèses retenues dans nos calculs, en région parisienne, pour une utilisation 4000 heures par an, le coût d'usage d'une installation de géothermie est de 11,6 €/MWh ; le gros entretien, de 7 €/MWh. Avec un seul puits et si l'eau n'est pas corrosive, les chiffres sont inférieurs.

Si la chaleur est « gratuite », il faut néanmoins compter le coût de l'énergie électrique nécessaire pour faire circuler l'eau géothermale : 1 kWh électrique pour 10 kWh thermique, soit un coût de 5 €/MWh thermique environ.

4- Les conduites

Sauf le réseau parisien qui dispose d'un réseau de vapeur, en France les réseaux sont à eau chaude, à « basse pression », c'est-à-dire à moins de 110°C, ou à « haute pression », c'est-à-dire jusqu'à 160°C. Les nouveaux réseaux de chaleur seront également à eau chaude ou surchauffée, le seul cas qui justifie un transport sous forme de vapeur étant le transport de la chaleur sur quelques kilomètres depuis une UIOM vers un réseau urbain, comme nous le verrons plus loin.

Sauf exception, les conduites sont doubles, pour un aller et un retour d'eau. La température de l'eau descend de 110°C à 50°C ou 60°C au retour dans les réseaux basse pression, de 160°C à 80°C dans les réseaux haute pression. L'art du gestionnaire de réseau est d'obtenir la plus grande amplitude pour utiliser au mieux les capacités de transport du réseau et diminuer les dépenses d'électricité nécessaires à la circulation de l'eau.

Le coût des conduites, y compris la pose, dépend naturellement de leur diamètre et aussi de l'environnement où elles sont posées. En moyenne, en milieu urbain dense, il faut compter 1100 €/m linéaire d'une conduite double d'une capacité de 4 MW, 1300 €/m linéaire pour une conduite de 7 MW. Mais dans les petites villes ou dans les zones en cours d'aménagement, le coût peut descendre à 300 €/mètre linéaire ou même moins. Au contraire, dans les points singuliers les coûts sont de plusieurs milliers d'euros par mètre. Nous retiendrons 1000 €/mètre pour les réseaux de taille moyenne ou grande, 300 €/mètre pour les petits réseaux.

Ramené à la quantité de chaleur livrée, le coût du réseau dépend énormément de la quantité de chaleur livrée par unité de longueur du réseau. Un réseau moyennement dense dessert 500 à 1000 logements par kilomètre, à qui il livre 6 à 12 GWh/an par kilomètre. Dans ces conditions le « coût d'usage » du réseau est d'environ 4 €/MWh, à quoi s'ajoute le gros entretien pour 2 €/MWh.

Le coût du réseau, ramené à la quantité de chaleur livrée, dépend aussi beaucoup de la différence de température de l'eau entrant et sortant du réseau : augmenter de 50 % cette différence (60 °C au lieu de 40°C par exemple), c'est augmenter de 50 % la capacité du réseau, donc, selon les gestionnaires de réseau, diminuer d'un tiers le coût du réseau par MWh livré et diviser par deux les dépenses d'électricité nécessaire à la circulation de l'eau : au total, c'est réduire les coûts de 2,3 €/MWh.

5- Les sous-stations

Ces échangeurs en pied d'immeubles transmettent la chaleur du réseau principal au réseau interne à l'immeuble ; ils occupent un très petit espace. Le « primaire » de l'échangeur fait partie du réseau, le secondaire étant à la charge de l'immeuble. Un « équivalent logement standard » doit pouvoir recevoir une puissance de 7 kW. Le coût de la sous-station est fonction de la puissance délivrée. Il est de 33 €/kW pour une sous-station de 3 MW (400 logements), 40 €/kW pour une station de 800 kW ou 140 €/kW pour une sous-station de 115 kW (16 logements)

Le coût d'usage des sous-stations dépend donc beaucoup du nombre de logements raccordés à chaque sous-station : selon les cas, il est de 1 à 3 €/MWh à quoi s'ajoute le coût du gros entretien, soit en tout de 2 à 4 €/MWh.

6- Les frais de fonctionnement

Au coût de l'énergie et du gros entretien et aux dépenses d'énergie de géothermie, il faut ajouter l'énergie nécessaire au fonctionnement des chaudières et du réseau, et d'autre part la récupération des cendres, la surveillance, les provisions pour risques, les dépenses administratives. Il faut également compter les impôts, les redevances diverses notamment pour usage du domaine public.

Le coût de la chaleur de réseau est calculé en supposant que ces dépenses sont de 12 €/MWh là où il y a une chaudière, de 10 €/MWh dans les autres cas.

7- Le prix de revient de la chaleur livrée

Le tableau ci-dessous donne quelques résultats des calculs faits à partir des données indiquées plus haut. Ce tableau est très simplifié en ceci qu'il ne retient qu'une hypothèse sur le coût des réseaux (300 équivalents logement sur un réseau qui coûte 300 €/mètre ou 1000 équivalents logements sur un réseau qui coûte 1000 €/mètre), et un seul coût de sous-station. De même, on n'a retenu que deux valeurs de frais de gestion, une lorsqu'il y a une chaufferie et une autre en l'absence de chaufferie.

Ce sont des coûts hors taxes, la charge d'investissement étant limitée à 4 % de la valeur à neuf des matériels sans amortissement mais les frais de gros entretien sont largement calculés : 3 % de la valeur à neuf en général, mais 2 % sur les sous-stations et 4 % sur les installations de géothermie.¹³

L'impact sur les coûts de la façon dont est comptée la charge d'investissement

Si l'on compte l'amortissement de la chaudière et des sous-stations sur 30 ans et celui du réseau sur 50 ans, le coût du chauffage à partir de biomasse augmente de 5,6 €/MWh produit. Une fois les installations amorties, si le gros entretien les a maintenues en bon état, il n'y a plus lieu de compter de charge d'investissement, de sorte que les coûts, par rapport à ceux que nous avons calculés, sont diminués de 12 €/MWh.

Le coût de l'énergie inclut l'énergie d'appoint, qui ne représente que 10 à 20 % en quantité mais beaucoup plus en valeur. Est indiqué le coût de l'énergie principale telle qu'elle est achetée par le réseau (entrée chaufferie pour le charbon et la biomasse, entrée réseau pour la chaleur de cogénération ou d'UIOM). Dans le cas de la géothermie, il s'agit de l'électricité de pompage de l'eau géothermale.

¹³ Voir en annexe un tableau de calcul. Un tableur permet de calculer les coûts en fonction des données réelles de chaque situation.

Nous avons expliqué les raisons de la méthode de calcul choisie. Il est facile, à partir des éléments du prix de revient, de faire d'autres calculs avec d'autres conventions, en particulier de prendre en compte une charge d'investissement qui inclue l'amortissement.

Le tableau comprend deux colonnes pour la chaleur d'UIOM selon que l'on compte cette chaleur à 9 €/MWh ou au prix auquel le réseau, le plus souvent, doit l'acquérir, ici 15 €/MWh. La situation est inverse dans le cas de la cogénération où le coût pour la collectivité est supérieur à ce que paie le réseau de chaleur. Dans le premier cas le prix payé pour la chaleur vient en diminution du coût de l'incinération, dans le deuxième cas le réseau reçoit sa chaleur moins cher que si les consommateurs d'électricité payaient leur électricité à un prix reflétant le coût de production le plus bas, ce que l'on peut traduire en disant que le réseau est « subventionné » par les consommateurs d'électricité. La colonne « cogénération 1 » montre le coût de la chaleur sans « subvention » de l'électricité dans le cas où l'électricité de cogénération remplace de l'électricité produite à partir de CCG (alors, avec un gaz à 25 €/MWh le coût de la chaleur cogénérée est 32 €/MWh ou à partir d'électricité nucléaire (alors le coût de la chaleur cogénérée est 42 €/MWh) – 35 et 53 €/MWh si le gaz est à 30 €/MWh).

Le calcul du coût au MWh livré intègre l'effet des pertes de chaleur sur le réseau, de l'ordre de 8% pour un réseau suffisamment dense et très bien entretenu. En réalité le taux de perte peut être supérieur ; pour les petits réseaux, il est supposé égal à 12 % (on m'a cité des chiffres allant jusqu'à 20 %).

Coût par MWh produit et par MWh livré Hors TVA	Charbon fioul	UIOM 1	UIOM 2 Cogén.2	Cogénér. 1	Géotherm.	Biomasse 1	Biomasse 2
Coût chaudière principale	300				1150	500	650
Energie de base/MWh entrée	17,6	9	15	40 ou 80	5	15	15
Durée de fonctionn.t h/an	2500	2500	2500	2500	4000	2500	2500
Pose du réseau €/mètre	1000	1000	1000	1000	1000	1000	300
Nbre de logements/km	1000	1000	1000	1000	1000	1000	300
Nbre de logemt par ss-station	40	40	40	40	40	40	40
Investt :Chaufferie €/MWh	5,6	1,7	1,7	1,7	11,6	8,2	10,3
Investt. Réseau et ss-stations	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Investissement total	11,8	7,9	7,9	7,9	17,8	14,4	16,5
Gros entretien	8	5	5	5	11	10	11
Energie/MWh entrée réseau	26	13	20	32 ou 42	9	23	22
Frais d'exploitation, marges	12	10	10	10	10	12	12
Coût /MWh produit	57,8	37,9	42,9	57 ou 65	48	59,4	61,8
Coût /MWh livré	62,8	41,2	46,5	62 ou 71	52	64	70,2

Ce tableau montre l'intérêt manifeste du chauffage à partir de la chaleur des UIOM et l'ampleur de la « subvention » reçue par les réseaux alimentés par cogénération à partir de gaz. La géothermie comptée ici pour 4000 heures de fonctionnement, donne de bons résultats lorsque la « durée d'utilisation » est élevée.

Dans le chapitre suivant on calculera le coût total par logement en tenant compte des dépenses à l'intérieur de l'immeuble et l'on fera une comparaison avec le coût des autres modes de chauffage.

La comparaison tiendra compte des émissions de gaz à effet de serre comme nous l'avons dit plus haut.

Il nous faut donc maintenant évaluer le coût du chauffage individuel ou collectif.

Chapitre 5

Comparaison du coût du chauffage urbain avec un chauffage individuel ou collectif et avec les dépenses d'économie d'énergie

Pour comparer le coût du chauffage urbain à celui d'un chauffage collectif ou individuel, il est commode de prendre le cas d'un « logement de référence ».

L'association AMORCE publie régulièrement une étude sur le prix du chauffage urbain comportant une comparaison avec le coût d'autres modes de chauffage, individuel électrique ou au gaz, collectif au gaz ou au fioul.

Cette étude compare les dépenses de chauffage pour une même chaleur utile et pour un même logement en tenant compte des dépenses d'énergie et de l'amortissement des installations de chauffage. Pour être plus exact, il faudrait également tenir compte des dépenses d'isolation car l'équilibre optimal entre dépenses de chauffage, quantités consommées et dépenses d'isolation dépend du coût de l'énergie donc du mode de chauffage. Nous abordons cet aspect de la question en fin de chapitre.

Le prix de l'énergie est celui qui est publié par le ministère de l'industrie, sur la base de données Pégase ; les dépenses d'investissement ont été évaluées par un groupe de travail formé de gestionnaires et de conseils tels que le cabinet BETURE et Habitat et territoire- conseils.

1- La consommation de chaleur du « logement de référence »

Pour comparer les différents modes de chauffage, il faut compter la « chaleur utile » c'est-à-dire celle qui sort du radiateur ou de l'eau chaude pendant les périodes choisies par l'occupant. Dans le cas du chauffage individuel, l'étude citée estime que les occupants régulent plus finement leur chauffage, ce qui, pour un même confort, diminue un peu la chaleur utile.

Dans ce logement de référence, qui a 70 m² dans un habitat social récemment construit, la chaleur utile de chauffage est de 7145 MWh pour le chauffage individuel, de 7565 MWh pour le chauffage collectif et le chauffage urbain. La chaleur utile pour l'eau chaude est de 2231 MWh. Ce logement de référence se trouve dans un immeuble de 50 logements.

Au total, pour le chauffage et l'eau chaude la chaleur utile est de 9400 kWh par an en chauffage individuel et de 9800 kWh par an de chaleur utile en chauffage collectif.

Pour calculer la quantité de chaleur facturée, il faut tenir compte du rendement des appareils de chauffage et, dans le cas du chauffage collectif, des pertes de chaleur dans les conduites. Le rendement dont il s'agit ici n'est pas le rendement nominal d'une chaudière en fonctionnement stabilisé et optimal. C'est le rapport entre la chaleur utile et la quantité d'énergie consommée par la chaudière, y compris les périodes transitoires, les périodes de fonctionnements en régime non optimal, etc.

Pour le chauffage, l'étude citée compte que le rendement d'une chaudière individuelle ou collective est de 85 % alors que le rendement de l'échangeur d'un réseau de chaleur est de 98 %. Elle identifie d'autres pertes appelées « de régulation » et « de distribution ». Les pertes de régulation et de distribution dans l'immeuble et jusqu'aux radiateurs sont de 4 % pour le chauffage électrique, 9 % pour le chauffage individuel, 14 % pour le chauffage collectif et le chauffage urbain.

Quant à l'eau chaude, les pertes de stockage et distribution sont de 10 % pour le chauffage individuel, de 30 % pour le chauffage collectif ou par réseau urbain. Le rendement d'un chauffe-eau électrique et

celui des échangeurs du chauffage urbain sont proches de 1. En revanche le rendement des chaudières individuelles est de 65 %, celui des chaudières collectives de 75 %.

En tenant compte des rendements et des pertes, selon cette étude, les quantités facturées chaque année sont donc de 10100 kWh pour l'électrique, de 13000 kWh pour l'individuel au gaz, de 14500 kWh pour le collectif au gaz ou au fioul.

Nous avons fait de notre côté une étude de la consommation d'une chauffage individuel au gaz, pour une même quantité de chaleur utile que l'étude d'Amorce. Le rendement instantané d'une chaudière bien réglée est de 92 %, ce qui veut dire que le rendement réel est inférieur. Une veilleuse consomme 600 kWh par an mais il n'y a pas de veilleuse si l'allumage est électronique. Les chaudières peuvent être « non étanches » auquel cas il faut une ventilation, consommatrice de chaleur, 1200 kWh pour l'ensemble de la ventilation haute et basse. Si la chaudière est étanche, elle ne nécessite pas de ventilation, mais une ventilation peut être souhaitée pour d'autres raisons. La chaudière émet elle-même de la chaleur même à l'arrêt. On peut compter cette chaleur comme une perte si elle n'est pas utilisée ; ce n'est pas une perte si l'on considère qu'elle contribue à chauffer une pièce habitée. Il s'agit encore de 600 ou 700 kWh. Quant à l'eau chaude, si elle est produite immédiatement à la demande, les pertes sont bien moindres que si elle est conservée dans un ballon, auquel cas il faut également maintenir la chaudière en chauffe. Cet énoncé suffit à montrer combien la consommation de chaleur dans un appartement peut être différente d'un cas à l'autre. Au mieux, la consommation pourrait donc être de moins de 11000 kWh mais, en cumulant tous les handicaps, avec une chaudière dont le rendement est de 85 %, on calcule un total de 13400 kWh.

Pour une chaleur utile de 9400 kWh, une consommation de 13000 kWh apparaît donc éloignée de ce que l'on peut faire de mieux et se trouve plutôt dans la partie haute de la fourchette. Pour notre propos, cela n'a pas d'incidence car nous raisonnons *en comparant* les coûts entre un chauffage individuel ou collectif et un chauffage par réseau et les hypothèses d'Amorce sont les mêmes pour les différents modes de chauffage sauf bien sûr le rendement de production de chaleur, 98 % pour le chauffage collectif, 85 % pour le chauffage au gaz ou au fioul. Nous retiendrons donc les consommations telles que les a calculées Amorce.

Quant au chauffage urbain, pour une même quantité de chaleur utile, la quantité facturée sera inférieure à la quantité facturée par un chauffage collectif ou individuel. Pour le logement de référence, elle est 12200 kWh.

2- Le coût du chauffage collectif ou individuel

Amorce donne le détail du calcul du coût total de la chaleur d'un appartement de référence situé dans un immeuble de 50 appartements. Le coût total est formé de la facture énergétique, des dépenses de gestion et d'entretien et de l'amortissement.

L'étude d'Amorce date d'avril 2004. Nous avons actualisé les coûts de l'énergie.

2.1- L'amortissement des installations

Nous reproduisons ici en détail comment a procédé l'association Amorce pour calculer le poids des investissements.

Elle rappelle la liste des équipements dont l'amortissement n'est pas inclus dans le facture énergétique : cuve, chaufferie collective, chaudières individuelles ou convecteurs, tuyauterie de l'immeuble, corps de chauffe. Puis elle écrit : « L'amortissement de l'investissement inclus dans le coût global est fait aux conditions de financement intermédiaire entre HLM et copropriétés, soit une charge annuelle égale à 8 % de l'investissement. Nous n'avons pas tenu compte, ni des durées de vie différentes du matériel, ni des conditions de financement spécifique à certaines énergies. Le coût des investissements (recensés comme dit plus haut) est le résultat d'un calcul analytique confirmé par la moyenne des données recueillies après enquête auprès de divers bureaux d'études ».

Ses calculs donnent les résultats suivants :

- Chauffage d'immeuble fioul ou gaz (y compris le coût du local et de la cheminée) : investissement : 221 500 € TtC c'est-à-dire 4430 € par logement, soit 354,4 € TtC/an (298 €HT).
- Chauffage individuel gaz : 4116 € par logement, soit 329,3 €TtC/an (277 €HT).
- Chauffage individuel électrique : 1982 € par logement, soit 158,5 €TtC/an (133 €HT).

2.2- Les dépenses de fonctionnement autres que l'énergie

Ces dépenses sont l'électricité annexe nécessaire à la production et à la distribution (pompes, brûleurs), l'entretien et le gros entretien de l'installation de chauffage depuis la chaudière jusqu'aux corps de chauffe.

Pour un appartement, ces dépenses de fonctionnement sont, hors TVA
pour le chauffage électrique : 15 €/an ;
pour le chauffage individuel au gaz : 76 €/an ;
pour le chauffage collectif au gaz ou au fioul : 92 €/an ;

La TVA est de 5,5 % sur la partie P2 et P3 du tarif.

2.3- La facture énergétique

2.3.1- Le mode de calcul

S'il a **chauffage et eau chaude électriques**, un appartement de cette taille doit souscrire un abonnement de 12 kW double tarif (jour-nuit) alors que sans cela un abonnement de 6kW aurait suffi. Pour calculer le coût du chauffage, on fait donc la différence TtC des deux factures EDF correspondant à 5000 kWh de différence avec ou sans chauffage. On considère que toute l'eau chaude est produite la nuit ainsi que 1/5 du chauffage.

La **facture du chauffage individuel au gaz** est calculée sur le tarif B1, niveau 1, le coefficient PCI/PCS étant pris égal à 0,9.

Pour le **chauffage collectif au fioul**, c'est le tarif C4 zone C qui a été choisi car il correspond bien aux besoins d'un immeuble de 50 appartements.

Le **chauffage collectif au gaz** est facturé au tarif B2S niveau 1. Pour évaluer le coût par appartement l'abonnement annuel forfaitaire est divisé par le nombre d'appartements, soit 50. On considère que le chauffage fonctionne du 15 octobre au 15 avril soit cinq mois au tarif hiver et un mois au tarif été et on répartit la consommation d'eau chaude en fonction des mois en tarif été ou hiver.

Nous avons demandé à l'association AMORCE d'actualiser le coût de l'énergie, ce qu'elle a fait avec les prix en vigueur en octobre 2005. Nous avons ajusté les résultats en donnant au prix du gaz et du fioul une valeur correspondant à un pétrole à 50\$/bl ; il se trouve que cela conduit pour le gaz à un prix proche du tarif en vigueur en 2006, et pour le fioul à un prix inférieur de 20 %.

2.3.2- Le coût annuel de la consommation d'énergie, y/c l'abonnement

- **Pour l'électricité** : le surcoût dû au fait que le chauffage est électrique est de 918 €HT/an

- Pour le fioul en chauffage collectif :

Chauffage au fioul	Prix m3 TtC	Prix m3 HT	Prix HT €/MWh PCI	Coût de l'énergie € HT par an
Avril 2004	392	328	33	570
Octobre 2005	615	514	51	895
Tarif février 2006	586	490	49	860

- Pour le gaz en chauffage individuel ou collectif :

Il est utile de connaître toutes les composantes pour mieux comprendre pourquoi la facture de gaz en collectif est très inférieure à la facture en chauffage individuel : et l'abonnement, pour chaque appartement, et le prix du MWh sont sensiblement moins cher. Cette différence n'est pas compensée par le fait que le chauffage individuel est plus efficace.

Chauffage au Gaz individuel	Abonnement HT	Tarif - €/MWh PCS HT	Tarif - €/MWh PCI HT	Coût d l'énergie € HT par an
Avril 2004	117,47	26,1	29	495
Octobre 2005	119	28,5	31,3	532
Tarif février 2006	119	33,9	37,3	613

Chauffage au Gaz collectif	Abonnement Immeuble/logement	Tarif - €/MWh PCS Hiver / été	Tarif - €/MWh PCI Moyen HT	Coût dd'énergie € HT par an
Avril 2004	735 / 15	24 / 18,7	29	340
Octobre 2005	756 / 15	27,4 / 22,1	31,3	382
Tarif février 2006	756 / 15	32,3 / 27	37,3	456

2.4- Le coût total du chauffage individuel et collectif

Avec ces données, Amorce a calculé le « coût total » du chauffage individuel ou collectif avec le prix du fioul, du gaz et de l'électricité en vigueur en avril 2004 et en octobre 2005.

En avril 2004 hors TVA, ils s'établissaient ainsi :

Hors TVA, avec les prix en vigueur en avril 2004	Dépenses annuelles hors TVA
Chauffage collectif au gaz	751
Chauffage collectif au fioul	888
Chauffage individuel au gaz	861
Chauffage individuel à l'électricité	1065

En octobre 2005, une mise à jour faite avec les prix observés

Hors TVA, avec les prix en vigueur en octobre 2005	Dépenses annuelles hors TVA
Chauffage collectif au gaz	792
Chauffage collectif au fioul	1159
Chauffage individuel au gaz	902
Chauffage individuel à l'électricité	1065

Pour évaluer comment se situera le chauffage urbain dans les dix ou vingt ans à venir, à partir des données recueillies par Amorce nous avons recalculé ces dépenses avec des prix du gaz correspondant à

un pétrole à 50\$/bl à savoir environ 40 €/MWh PCI pour le fioul et pour le gaz en chauffage individuel, moins pour le gaz en chauffage collectif : c'est-à-dire pour le fioul 20 % de moins que le niveau en début 2006 et pour le gaz le tarif en vigueur en février 2006.¹⁴

Exactement 41 €/MWh PCI HT pour le fioul et 38 €/MWh PCI HT pour le gaz en chauffage individuel ; 30,5 €/MWh PCS HT en moyenne pondérée pour le gaz en collectif. Comme cela peut être discuté, dans les feuilles de calcul le niveau de prix est paramétré de façon à pouvoir l'ajuster à volonté.

Le prix de l'électricité est maintenu constant car nous considérons ici que le prix de l'électricité est son prix de revient, qui devrait varier peu, en tous cas être peu dépendant du prix de l'énergie fossile – il en serait différemment, bien sûr, si l'on donnait comme prix à l'électricité son prix de marché qui, lui, augmentera beaucoup.

Le tableau ci-dessous montre le coût total calculé avec ces hypothèses sur le prix de l'énergie ; ce coût, qui comporte des investissements (chaudières, conduites, radiateurs), est exprimé en dépenses annuelles équivalentes.

Le logement de référence	Dépenses annuelles hors TVA
Chauffage collectif au gaz	868
Chauffage collectif au fioul	1009
Chauffage individuel au gaz	976
Chauffage individuel à l'électricité	1065

3- Le coût du chauffage urbain : dépenses annuelles pour le logement de référence

3.1- Les hypothèses et conventions de calcul - rappel

Toutes les hypothèses et conventions ont été précisées dans le chapitre précédent.

On rappelle ici les principales :

- Le réseau est alimenté par une source de chaleur de base (UIOM, chaleur de cogénération, chaudière au charbon, au fioul ou à la biomasse, géothermie) et par une chaudière d'appoint de capacité égale ou supérieure.

- La source principale de chaleur a une production annuelle qui correspond à 2500 heures de fonctionnement à puissance nominale (mais 4000 heures pour la géothermie en région parisienne dont l'investissement est particulièrement lourd).

- Le coût qui nous sert à évaluer les réseaux est un coût hors toutes aides et hors TVA ; il incorpore des dépenses de gros entretiens qui maintiennent l'équipement en très bon état de marché ; il comprend les intérêts liés au financement de l'investissement avec une très longue durée d'amortissement ; le taux d'intérêt est de 4 %.

- La « coût » de la chaleur d'incinération est égal au prix de la chaleur minimum qui rend la production de chaleur plus intéressante, du point de vue de la collectivité nationale, que la production d'électricité seulement.

- La chaleur issue d'une cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz est comptée pour une valeur qui équilibre les comptes de la cogénération en supposant que l'électricité est achetée au coût de production du moyen de production le plus efficace, c'est-à-dire aujourd'hui une centrale au gaz à cycle combiné, ultérieurement une centrale nucléaire fonctionnant en semi base.

¹⁴ Il est possible néanmoins que, pour un pétrole à 50 \$/bl, le prix d'équilibre du gaz livré pour le chauffage domestique, soit supérieur aux tarifs de février 2006.

- Le prix de la biomasse à l'entrée de la chaudière est de 15 €/MWh
- En milieu urbain, le coût de pose des réseaux est 1000 € par mètre de tranchée et les « équivalents logements » sont au nombre de 1000 par kilomètre. Dans les petites villes, le coût de la pose est de 300 € par mètre et le nombre d'équivalents logements de 300 par kilomètre.

La valeur obtenue représente donc le coût de la chaleur en supposant que l'on construit un réseau à partir de rien, avec un financement à 4 % en monnaie constante.

3.2- Le coût de la chaleur des réseaux urbains

Le coût de la chaleur arrivée au pied de l'immeuble a été calculé dans le chapitre précédent. Il faut y ajouter les investissements et les dépenses de gestion à l'intérieur de l'immeuble : le secondaire de la sous-station, les canalisations, les radiateurs. Selon l'étude de l'association AMORCE, l'investissement est pour l'immeuble de 198 184 €TtC, c'est à dire 364 €TtC par logement soit 354,4 €TtC/an ou 265 €/an HT. Quant aux dépenses de gestion elles sont de 15 €HT pour l'électricité et de 55 €HT pour la gestion et le gros entretien. Les dépenses totales à l'intérieur de l'immeuble sont donc de 335 €HT par logement et par an.

Nous reprenons les mêmes réseaux types que dans le tableau du chapitre précédent.

Quant à la chaleur issue de l'incinération des ordures ménagères ou de la cogénération à partir de gaz on en calculera le coût à partir d'un coût de la chaleur tel que le voit le gestionnaire du réseau, 15 €/MWh dans l'un et l'autre cas, et un coût tel qu'il peut être calculé du point de vue de la collectivité nationale, 9 €/MWh pour la première, 32 €/MWh dans la seconde.

On a donc calculé le coût d'un chauffage qui délivre 9800 KWh de chaleur utile.

Dépenses par logement hors TVA	Charbon fioul	UIOM 1	UIOM 2 Cogén.2	Cogénér. 2	Géotherm.	Biomasse 1	Biomasse 2
Coût chaudière principale	300				1150	500	650
Coût de l'énergie/MWh	17,6	9	15	32		15	15
Durée de fonctionn.t	2500	2500	2500	2500	4000	2500	2500
Pose du réseau €/mètre	1000	1000	1000	1000	1000	1000	300
Nbre de logements/km	1000	1000	1000	1000	1000	1000	300
Coût par MWh livré	62,8	39,4	46,5	62	52	64	70,2
Facture annuelle/logement	766	480	567	753	633	780	841
Dép. internes à l'immeuble	335	335	335	335	335	335	335
Coût total par logement	1101	815	902	1088	968	1115	1176

Ces dépenses sont à comparer à celles du mode de chauffage qui coûte le moins cher, c'est-à-dire le chauffage collectif au gaz dans les villes desservies par le gaz, soit **868 €/ par logement** ou dans les villes non desservies par le gaz, le chauffage collectif au **fioul, soit 1009 €par logement**.¹⁵

On notera néanmoins que les nouvelles installations de chauffage se font surtout en chauffage individuel au gaz (pour un coût de 980 €/an) ou à l'électricité (pour un coût de 1065 €/an). Avec un réseau de chaleur, il est possible d'avoir un comptage individuel ; cela augmente les coûts de 50 à 100 € par an et par logement, ce qui diminue l'écart entre le coût de la chaleur par réseau et le coût d'un chauffage au gaz.

¹⁵ On rappelle que, pour le fioul et le gaz, nous avons cherché à retenir un prix qui corresponde à un pétrole à 50€/bl.

Les tarifs des réseaux de chaleur peuvent être passablement différents de ces coûts pour plusieurs raisons : le prix de l'énergie de base est différent de celui que nous avons retenu ; tous les réseaux ne facturent pas au même niveau les dépenses de gros entretien, certains ne facturent pas le coût des réseaux comme nous l'avons compté ici (4 % de la valeur neuf), les dépenses de réseau peuvent être fort différentes d'un réseau à l'autre, les taux d'utilisation des chaudières également, etc. Les prix TVA comprise s'en écartent encore pour la raison que tous les modes de chauffage n'ont pas le même régime de TVA et les différences, jusqu'à aujourd'hui, jouent en défaveur des réseaux de chaleur.

Mais une observation s'impose : *sauf le cas des UIOM, les réseaux de chaleur coûtent, tout compris, plus cher que le chauffage collectif ou individuel au gaz ; leur coût est du même ordre que le coût du chauffage au fioul ou à l'électricité. En revanche si l'on tient compte de l'effet de serre comme on l'a dit plus haut, les réseaux deviennent souvent très intéressants.*

4- Comparaison entre le chauffage urbain et les autres modes de chauffage – sans tenir compte de l'effet de serre

4.1- La chaleur issue des usines d'incinération

Avec le prix que nous avons donné à la chaleur d'une usine d'incinération, la chaleur délivrée par un réseau alimentée par une usine d'incinération coûte 50 € de moins, par an, que le chauffage le meilleur marché

4.2- La chaleur issue d'une cogénération à partir de gaz

La cogénération à partir de gaz permet aux réseaux de délivrer une chaleur qui n'est pas plus chère que le chauffage collectif au gaz ; cela n'est possible que parce que les consommateurs d'électricité achètent l'électricité plus cher que le meilleur prix de revient de production d'électricité.

4.3- La chaleur issue du charbon

La chaleur d'un réseau de chaleur alimenté par du charbon coûte plus cher qu'un chauffage collectif au gaz. Elle coûte moins cher qu'un chauffage collectif au fioul sans doute mais, comme une chaudière au charbon suppose une taille minimum, les réseaux pouvant utiliser du charbon se trouveront dans des villes desservies par le gaz.

4.4-La chaleur issue de la géothermie

Un réseau alimenté par la géothermie coûte plus cher qu'un chauffage collectif au gaz, sauf si les installations sont pleinement utilisées, ce qui est possible lorsqu'il dessert un hôpital ou une zone d'activité par exemple. Si l'investissement est lourd comme en région parisienne, avec un fonctionnement correspondant à 5000 heures en pleine charge, le surcoût par rapport au gaz n'est que de 30 € par logement et par an – avec un fonctionnement de 6000 heures, la géothermie devient moins chère (avec les hypothèses et le mode de calcul du coût retenus ici), ce qui montre la sensibilité des résultats à la bonne utilisation des équipements.

Un réseau de géothermie peut aisément être moins coûteux que le chauffage au fioul, ce qui est particulièrement intéressant dans des petites villes non desservies par le gaz.

4.5- La chaleur issue de biomasse

Les réseaux alimentés à partir de biomasse coûtent plus cher qu'un chauffage collectif au gaz. La différence est de 150 à 300 € par logement et par an. Ils sont légèrement plus chers qu'un chauffage collectif au fioul, la différence étant inférieure à 170 € par logement et par an ; si la durée de

fonctionnement de la chaudière de base est de 5000 heures, ce qui est peu fréquent mais peut arriver lorsque la chaufferie dessert une zone d'activité, la dépense totale par appartement est de 1000 €/an à peu près égale à la dépenses de chauffage individuel au gaz.

Mais, en prenant en compte l'effet de serre à un coût de 100 à 300 € par tonne de carbone, le tableau change complètement.

5- Comparaison entre le chauffage urbain et les autres modes de chauffage – en tenant compte de l'effet de serre

En chauffage individuel ou collectif, le logement standard consomme 14,5 MWh de chaleur primaire d'origine fossile. S'il s'agit de gaz, cela correspond à des émissions de 0,9 tonne de carbone. S'il s'agit de fioul, les émissions sont de 1,25 tonne de carbone. De son côté, un réseau chauffé en base avec de la biomasse ou de la géothermie brûle du fossile en période de pointe, ce qui correspond à 15 % du total.

5.1- Le coût du carbone d'un chauffage urbain qui émet peu de gaz carbonique d'origine fossile

On compare le surcoût du chauffage urbain à la quantité d'émission de gaz à effet de serre évitée et l'on exprime cela en euros par tonne de carbone ou en euros par tonne de gaz carbonique. Comme la source principale de chaleur d'un chauffage urbain fournit plus de 80 % de la chaleur totale, nous avons négligé ici les émissions de gaz carbonique provenant de la chaudière d'appoint.

Cette comparaison est évidemment inutile concernant l'utilisation d'une chaleur produite avec de l'électricité à partir de gaz (cogénération). Quant au charbon, elle n'aurait d'intérêt que si le gaz carbonique pouvait être stocké.

Origine de la chaleur du chauffage urbain	Dépenses de Chauffage urbain	Dépenses du chauffage de référence	Différence entre les deux	« coût » de la t. de carbone	« coût » de la t. de carbone
UIOM	836	868		négatif	négatif
Géothermie	968	868 ou 1009	100 ou négatif	111 ou négatif	30 ou négatif
Biomasse 1	1115	868	247	274	76
Biomasse 2	1176	1009	167	134	37

Ce tableau ne tient pas compte des émissions de gaz carbonique par les installations d'appoint.

Ce tableau n'apprend rien sur l'intérêt de la chaleur des usines d'incinération. Il montre surtout que le « coût du carbone » de la biomasse utilisée dans les réseaux de chaleur est voisin de 300 euros par tonne de carbone lorsque l'on compare à un chauffage au gaz, et inférieur à 150 € par tonne de carbone lorsque l'on compare à un chauffage au fioul.

On notera ici que cette comparaison ne s'appuie pas sur un bilan carbone complet qui tiendrait compte des émissions de gaz carbonique en amont de la combustion. Lorsque la biomasse est du bois ou une plante qui demande peu d'engrais, le processus amont émet beaucoup moins de gaz à effet de serre que l'exploitation et le transport de gaz, notamment par les fuites de gaz, puisque l'on sait que l'effet de serre généré par le méthane est sept fois plus fort que celui qui est généré par la même quantité de carbone sous forme de gaz carbonique.

5.2- Si l'on impute aux émissions de gaz carbonique un coût de 300 € par tonne de carbone

5.2.1- Présentation d'ensemble

Nous avons dit plus haut pourquoi, dans une perspective à long terme qui vise à réduire fortement nos émissions le « coût » de référence du gaz carbonique, le coût maximum des émissions de gaz carbonique a été évalué à 300 € par tonne de carbone si l'on suppose que le prix du pétrole est de 50 \$/bl.

Pour tenir compte de cette valeur de référence nous pourrions augmenter les dépenses des modes de chauffage qui émettent du gaz à effet de serre. Cela reflèterait bien une situation où les énergies fossiles seraient taxées à hauteur de 300 € par tonne de carbone¹⁶. Il est préférable de raisonner en *diminuant le coût des modes de chauffage qui n'émettent pas de gaz carbonique* ; cela représente mieux la politique aujourd'hui suivie qui encourage les énergies non émettrices de gaz à effet de serre par des exonérations d'impôts ou des subventions ou en donnant aux fournisseurs de chaleur la possibilité de monnayer le fait qu'ils émettent peu de gaz carbonique (permis d'émettre, etc.).

Les quantités d'émissions évitées se calculent à partir du chauffage de référence, qui est un chauffage au gaz, ou au fioul là où le gaz n'est pas accessible.

Origine de la chaleur du chauffage urbain	Dépenses de chauffage urbain	Valeur des émissions évitées	Dépenses nettes	Dépenses du chauffage de référence	Avantage économique et écologique du réseau de chaleur en € / logement / an
UIOM	836	270	566	868	302
Géothermie	968	270 ou 395	698 ou 593	868 ou 1009	170 ou 416
Biomasse 1	1115	270	845	868	23
Biomasse 2	1176	375	801	1009	208

Voilà donc l'intérêt économique et écologique des réseaux de chaleur si l'on impute aux émissions de gaz à effet de serre 300 € par tonne de carbone, c'est-à-dire 83 euros par tonne de gaz carbonique.

Si l'on tient compte des émissions des installations d'appoint du réseau de chaleur, le réseau bois en comparaison avec un chauffage collectif au gaz « coûte » un peu plus de 300 €/tonne de carbone – encore une fois si on oublie les fuites de gaz.

5.2.2- Le cas des usines d'incinération est particulièrement flagrant

On se permet d'insister : cette différence de 300 € par logement et par an reflète l'avantage économique et environnemental du choix du chauffage urbain à partir de la chaleur des usines d'incinération, le parc de production électrique étant ce qu'il est en France, comparée à une situation où la chaleur d'incinération ne servirait qu'à produire de l'électricité et où le chauffage serait collectif et au gaz.

Même lorsque l'électricité est produite à partir d'énergie fossile, compte tenu des rendements de production d'électricité selon les sources de chaleur, il vaut mieux utiliser au maximum la chaleur d'incinération dans un réseau de chaleur, la production d'électricité étant seulement un coproduit de la production de chaleur. Les pays scandinaves le savent bien, qui se chauffent avec la chaleur des usines d'incinération.

5.2.3- La géothermie

¹⁶ Ce qui sera peut-être le cas dans les années à venir tellement ce mode de régulation est efficace à tous points de vue, le produit de l'impôt pouvant être restitué aux ménages de différentes façons.

Bien que les investissements soient plus onéreux (double puits, eau corrosive), le coût de la chaleur procurée par de la géothermie devient compétitif avec un chauffage collectif au gaz si sa durée d'utilisation est de 4000 heures, dès lors que l'on compte l'effet de serre pour 100 € par tonne de carbone. La géothermie est donc un mode de chauffage qui devrait beaucoup se développer là où les conditions géologiques s'y prêtent, en particulier en région parisienne et dans le Sud-Ouest de la France.

5.2.4- L'utilisation de la biomasse

Ce tableau confirme l'intérêt des réseaux à biomasse lorsqu'on les compare à un chauffage collectif au fioul : tel est le cas dans les petites villes, même si le coût du réseau y est rendu plus élevé par une moindre densité de distribution de la chaleur.

Pour la comparaison avec le chauffage au gaz, il faudra refaire les calculs une fois mieux connu le bilan complet des émissions de gaz à effet de serre de la fourniture de gaz. Mais, même en le comptant pour zéro, créer un chauffage urbain *ex nihilo* pour remplacer des chaudières à gaz est intéressant si le coût du gaz carbonique est compté pour 300 € par tonne de carbone, moins si l'on compare au chauffage individuel au gaz.

5.2.4.1- Dans une grande ville

En valorisant à 300 € par tonne de carbone les émissions de gaz à effet de serre évitées, on rend intéressante la **création** d'un réseau de chaleur en ville, même là où la pose des réseaux coûte 1 million d'euros par kilomètre à condition que la densité de l'habitat soit suffisante : de 500 à 1000 « logements de référence » par kilomètre. Les quantités de bois disponibles en ville sont considérables : déchets de la construction et des travaux publics, palettes et emballages, bois d'élagage des espaces publics.

5.2.4.2- Dans les petites villes

Comparés aux réseaux des villes assez importantes, les réseaux de petite ville souffrent de ne pas pouvoir disposer de cette source de chaleur bon marché que sont les usines d'incinération d'ordures ménagères ; par ailleurs, la densité de desserte de chaleur peut être moins élevée que dans les grandes villes. Par contre, le coût de pose des réseaux peut être beaucoup moindre.

Quant à l'approvisionnement en biomasse, il peut être meilleur marché s'il existe à proximité un entreprise travaillant le bois ou suffisamment d'exploitations forestières.

Il ne faut certes pas ignorer **la grande sensibilité du résultat aux conditions d'exploitation et d'approvisionnement en biomasse**. En particulier la durée d'utilisation de la chaudière est un facteur critique du coût de la chaleur. C'est d'autant plus vrai pour les petits réseaux puisque le coût de la chaudière, ramené à l'unité de puissance, est plus important lorsque la chaudière est moins puissante. Mais on peut être assuré qu'**il existe une très importante catégorie de réseaux à construire, dans les villes de 5 à 30 000 habitants**, desservant les équipements publics et de l'habitat groupé, et alimenté soit par du bois (voir au chapitre 8) soit par de la biomasse spécialement cultivée pour cela.

C'est particulièrement vrai dans les communes qui ne sont pas desservies par le gaz.

5.2.4.3- De tout petits réseaux, dans des gros bourgs

Nombreux sont les projets et les réalisations de tout petits réseaux où la capacité de la chaudière à bois est de l'ordre du mégawatt, voire moins. La densité de desserte comme le coût de la pose sont très inférieurs à ceux des réseaux plus importants. Souvent l'approvisionnement en bois se fait à des conditions favorables puisque le fournisseur est très proche. La surveillance est parfois faite par du

personnel communal sans que cela se ressente sur les comptes de la commune. Et, surtout, la solution bois se compare à une solution au fioul ou électrique, la commune n'étant pas desservie au gaz.

Alors un réseau de chauffage peut fort bien se comparer à du chauffage au fioul ou à l'électricité pour un « coût du carbone » inférieur à 300 €/tC à la condition néanmoins que la chaudière au bois tourne suffisamment longtemps.

Pour mémoire :

Un quart des habitants vivent dans des communes de plus de 50 000 habitants, un quart dans des communes de 10 000 à 50 000 habitants, un quart dans les communes de 2000 à 10 000 habitants et un quart dans des communes de moins de 2000 habitants – source INSEE.

6- Les réseaux de chaleur et les économies d'énergie

Les efforts d'économie d'énergie – isolation des bâtiments, efficacité de moyens de chauffage – rendront-ils les réseaux de chaleur définitivement trop coûteux ? La question se pose puisque une partie des dépenses des réseaux de chaleur sont des frais fixes, mieux « amortis » lorsque la consommation d'énergie est plus grande.

Le chauffage vise à procurer un certain degré de confort thermique au moindre coût. Pour un même confort thermique, il s'agit de trouver un bon équilibre entre le coût de la chaleur, les dépenses d'économie d'énergie et les émissions de gaz carbonique fossile. On a déjà dit pourquoi, désormais, la diminution de la consommation d'énergie *n'est pas* l'objectif à rechercher puisque l'objectif est de diminuer au moindre coût nos émissions de gaz à effet de serre.

Pour un niveau de confort donné, il existe une relation entre la consommation d'énergie consommée et les dépenses d'investissement à consentir pour améliorer l'efficacité thermique du logement (rendement des appareils, isolation thermique). Ces dépenses d'investissement peuvent être représentées par une annuité. Pour chaque mode de chauffage, une partie des dépenses ne dépend pas (ou dépend peu) des quantités consommées ; ainsi du coût du réseau, des frais de gestion, de l'investissement et de l'entretien du réseau. Une autre partie des dépenses en dépend directement ; l'achat de l'énergie, l'investissement en chaudière notamment. La puissance publique peut amener les acteurs privés à tenir compte de l'effet de serre en diminuant les dépenses d'un mode de chauffage qui en émet moins (subvention, détaxation) ou bien en augmentant le prix d'une source d'énergie fossile (taxation).

Il est alors possible de rechercher l'équilibre qui minimise les dépenses du consommateur dans le cas d'un chauffage individuel ou collectif d'une part, dans le cas d'un chauffage par réseau d'autre part. Le réseau sera une solution meilleure si le coût minimal de chauffage par réseau est inférieur au coût minimal de chauffage par un autre moyen.

Nous avons réalisé une simulation numérique pour représenter et chiffrer tout cela.

Les dépenses améliorant l'efficacité énergétique sont une fonction hyperbolique des économies d'énergie qu'elles autorisent, à confort égal. Quant aux composantes du coût de la chaleur, nous avons repris celles que nous avons présentées dans les chapitres précédents.

Nous avons pris le cas d'un logement qui consomme 1,5 tep par an et supposé qu'au prix actuel du gaz il n'est pas intéressant de l'isoler davantage. Nous avons compté le coût complet du réseau. Un chauffage à partir d'un réseau alimenté principalement par de la biomasse coûte plus cher si l'on ne tient pas compte de l'effet de serre. Si l'on en tient compte en diminuant le coût d'un montant équivalent à 300 € par tonne de carbone, la meilleure solution est de se raccorder au réseau de

chauffage sans faire de travaux d'isolation. Si l'on tient compte de l'effet de serre en augmentant le prix du gaz de 300 €/tC, pour minimiser les dépenses de chauffage au gaz il faut dépenser 2000 euros, ce qui, selon notre modèle, économisera 0,4 tep par an ; mais le chauffage par réseau reste moins cher ; son coût est minimisé si l'on dépense 1000 euros pour économiser 0,25 tep par an.

Il est possible d'imaginer des cas où, en tenant compte de l'effet de serre, le réseau de chaleur est plus intéressant avant les travaux d'isolation qui minimisent la dépense globale et ne peut plus l'être après la réalisation de ces travaux. Mais cela ne pourrait arriver que si les travaux d'isolation étaient très bon marché, rapportés aux économies d'énergie réalisées : une diminution de la consommation d'énergie de 60 %, soit 0,9 tep par an, pour un investissement de 3000 € par exemple, ce qui n'est pas réaliste dans un logement existant.

Si l'on abaisse le coût de l'énergie non fossile pour tenir compte du fait qu'elle n'émet pas de gaz à effet de serre, on diminuera les émissions de gaz à effet de serre en substituant le chauffage par réseau de chaleur à un chauffage fossile. Si on augmente le coût de l'énergie fossile, sans réseau de chaleur les émissions seront réduites par diminution de la consommation d'énergie fossile. Avec un réseau de chaleur, la réduction de consommation d'énergie sera moindre mais la diminution d'émissions de CO₂ fossile sera beaucoup plus grande, alors même que les dépenses de chauffage seront moindres.

En prenant en considération les dépenses d'économie d'énergie, il se confirme donc que les réseaux de chaleur alimentés par une source de chaleur qui n'émet pas de gaz à effet de serre sont un mode de fourniture de chaleur d'autant plus efficace, en habitat regroupé, que le coût de l'isolation est plus élevé.

Là où il existe déjà un réseau de chaleur en centre ville, si celui-ci est alimenté en énergie non fossile, les nouveaux raccordements au réseau permettront d'éviter de lourdes dépenses d'économie de chauffage tout en diminuant beaucoup les émissions de gaz à effet de serre. C'est là une des voies possibles d'augmentation de la clientèle des réseaux de chaleur, qui contribuera à diminuer la charge des coûts fixes de réseau.

Un point d'étape :

En se référant à un tableau des ressources et des emplois d'énergie conduisant à une division par trois de nos émissions, on peut estimer qu'une valeur raisonnable de l'effet carbone est 300 €/tC (tonne de carbone) si le prix de l'énergie fossile s'établit à un niveau correspondant à un pétrole à 50 \$/bl, hypothèse que nous avons retenue pour établir ces comparaisons. Nous avons décomposé le prix de revient d'un réseau construit *ex nihilo* en comptant la valeur d'usage des équipements au taux de 4 % ; en incluant les effets environnementaux, nous l'avons comparé au coût hors TVA d'un chauffage au fioul, au gaz ou à l'électricité.

Ces calculs montrent à quel point le coût est sensible aux conditions particulières de chaque réseau. L'utilisation de la chaleur des usines d'incinération est une très bonne base pour les réseaux de chaleur – ce fut d'ailleurs leur origine historique. Quant à la chaleur issue de la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz, elle présente pour le réseau un coût sans doute intéressant mais *illusoire* si l'on se place du point de vue de la collectivité nationale. En tenant compte de l'effet de serre la création d'un réseau utilisant de la biomasse devient intéressante avec une bonne densité de livraison de chaleur et un bon taux de fonctionnement des chaudières de base. Même dans les bourgs, si une source de bois ou de biomasse agricole est proche, un réseau peut être compétitif avec un chauffage au fioul pour un coût des émissions inférieur à 300 €/tC. La géothermie est également une bonne source de chaleur (qui « coûte » 100 à 200 € par tonne de carbone) là où les conditions géologiques s'y prêtent.

Ces calculs permettent de conclure à l'intérêt des réseaux de chaleur, intérêt confirmé si l'on tient compte des possibilités d'économie d'énergie. Ils ne disent pas comment rendre possibles les décisions de modification, d'extension ou de création des réseaux. Il faut considérer des situations concrètes. C'est l'objet du chapitre qui suit.

Chapitre 6

Concrètement, selon la situation réelle, quelle option choisir ?

Dans la réalité, la question qui se pose est de savoir, la situation étant ce qu'elle est, quelle option choisir parmi les différentes possibilités. Il ne sera pas nécessaire de prendre en considération à chaque fois l'ensemble des composantes du prix de revient car seulement compteront les *dépenses futures* engagées par ces options possibles. Cela peut rendre plus facile le financement d'une opération qui diminue à bon compte les émissions de gaz à effet de serre ; au contraire, l'existence d'équipements déjà financés peut *retarder* des décisions qui diminueraient les émissions. Et il ne suffira pas de calculer que, du point de vue général et à long terme, une option est préférable à une autre ; encore faudra-t-il pouvoir la financer.

Par ailleurs, des procédures et modes de financement qui ont été conçus dans un but différent de la lutte contre l'effet de serre rendent plus difficile une inflexion dans ce sens.

Il y aura donc quelques écarts avec les résultats obtenus au chapitre précédent. On a dit qu'une contribution justifiée par la prise en compte de l'effet de serre ne devrait pas être supérieure à 300 € par tonne de carbone ; mais, dans certaines situations, des options intéressantes de ce point de vue ne pourront se réaliser que si cette contribution est supérieure, car il faut financer l'équipement sur une durée plus courte que sa durée de vie réelle. Nombreuses seront les situations où, au contraire, pour que soient choisies les options les plus intéressantes, le montant suffisant des interventions au titre de l'effet de serre sera très inférieur à 300 € par tonne de carbone.

Il en est ainsi en particulier lorsque le réseau de chaleur existe déjà, quelle que soit la source de chaleur, et, lorsqu'il n'y a pas de réseau, quand une unité d'incinération d'ordures ménagères existe ou est en projet, ou encore dans les régions où la géothermie ne coûte pas cher ou dans les zones non desservies par le gaz naturel.

On classera les situations possibles en deux catégories, selon qu'il existe déjà ou non un réseau de chaleur. Dans chaque catégorie, on distinguera les cas où il existe ou non une UIOM (ou un projet d'UIOM).

Les décisions sont prises au vu des coûts et des prix TVA comprise. Nous continuerons pourtant de compter hors TVA pour pouvoir mieux nous référer aux calculs précédents et parce que, dorénavant, depuis la récente décision de l'Union européenne, les réseaux de chaleur peuvent être taxés comme les autres formes d'énergie, à savoir à 5,5 % pour les parties fixes et 19,6 % pour les dépenses proportionnelles aux quantités d'énergie consommées. La comparaison entre les options est donc à peu près la même qu'on la fasse hors TVA ou TVA incluse avec l'hypothèse que tous les modes de chaleur sont taxés de la même façon.¹⁷

Dans chaque situation, on évaluera les dépenses à engager selon plusieurs options, en incluant le « coût » des émissions de gaz à effet de serre, puis on verra quelles décisions pourraient prendre l'Etat pour que l'option la moins coûteuse du point de vue de la collectivité nationale soit vue comme la plus intéressante par *chacun* des acteurs concernés : collectivité locale, consommateur final, responsable de l'élimination des déchets notamment.

1- Quelle est la meilleure option là où il existe déjà un réseau de chaleur

¹⁷ Les réseaux de chaleur bénéficieront probablement plus que les autres modes de chauffage d'une TVA à taux réduit sur la partie fixe du tarif.

Là où il existe déjà un réseau de chaleur, les options possibles sont de le densifier en trouvant de nouveaux clients dans la zone qu'il dessert ou de l'étendre. Si la source de chaleur existante est une chaudière utilisant du fossile, la question se pose de la remplacer totalement ou partiellement par une source qui n'en émet pas – biomasse, géothermie.

Cette question est particulièrement sensible s'il existe une UIOM qui sert à la production d'électricité.

1.1- Là où existe une usine d'incinération d'ordures ménagères ou un méthaniseur

Les usines d'incinération d'ordures ménagères sont la meilleure source de chaleur non émettrice de gaz à effet de serre que l'on puisse trouver en ville – si la chaleur est utilisée pour remplacer du fioul ou du gaz. La situation se présente de la même façon avec le biogaz issu d'un méthaniseur ou des dépôts d'ordures ménagères.

1.1.1- Si la chaleur d'incinération est déjà utilisée seulement pour alimenter un réseau ce chaleur, étendre le réseau avec de nouvelles sources de chaleur qui n'émettent pas de gaz à effet de serre

Lorsque le réseau est alimenté par la chaleur d'une UIOM, la situation est idéale mais pourtant peut souvent être encore améliorée. En général le prix de cession de la chaleur est calculé sur le coût de production de chaleur par d'autres moyens. C'est le choix des élus des collectivités territoriales compétentes. Mais il serait possible de céder cette chaleur au réseau à son prix de revient ; la chaleur sera alors vendue aux consommateurs à un prix voisin du prix des autres modes de chauffage, la différence pouvant être utilisée pour investir dans des extensions de réseau en utilisant des sources d'énergie qui coûtent plus cher, géothermie si possible ou biomasse.

La chaleur de l'UIOM est généralement vendue entre 15 et 20 €/MWh. Or on a vu que l'utilisation de biomasse coûte entre 20 et 25 €/MWh de plus qu'un chauffage collectif au gaz. Si la commune décide de diminuer le coût de la chaleur, cela permettra au réseau de trouver de nouveaux clients.

Une baisse du prix de la chaleur d'UIOM de 5 €/MWh permettrait d'augmenter de 25 % les ventes du réseau de chaleur à partir d'une nouvelle chaudière à biomasse. Ce serait là un effort demandé à tous les contribuables de la commune. Cet effort sera allégé si la commune reçoit une concours équivalent à 100 €/tonne de carbone c'est-à-dire 7 à 10 €/MWh produit par la chaudière à biomasse.

Proposition

Appuyer les décisions des collectivités locales qui diminueront le coût de cession au réseau de chaleur de la chaleur d'incinération et étendront leur réseau de chaleur en utilisant d'autres ressources qui n'émettent pas de gaz à effet de serre. Cet appui prendra la forme d'une subvention dont le montant sera fonction du prix de cession de la chaleur de l'UIOM. Il sera plafonné à un niveau correspondant à **100 €/tC**évité, cumulé actualisé.

1.1.2- Si la chaleur de l'UIOM n'est utilisée que pour produire de l'électricité

Si, aujourd'hui, on arrête la production électrique à partir de la chaleur d'une UIOM, on ne construira pas de suite une capacité nucléaire équivalente. On remplacera cette production en faisant fonctionner plus longtemps les centrales nucléaires existantes et en construisant une CCG qui fonctionnera en semi base¹⁸. L'opération est intéressante si la chaleur est vendue quelques €/MWh, sans tenir compte de l'effet de serre. Si les émissions de gaz carbonique sont comptées pour 300 €/tC, la production de chaleur présente un avantage de 11 €/MWh thermique vendu, lorsque seulement la moitié de la chaleur est vendue.

¹⁸ Voir en annexe

Lorsque l'installation de production d'électricité est en fin de vie, ne pas la remplacer

Si la ville est dotée d'un réseau dont la source de chaleur est fossile il faudra choisir entre plusieurs possibilités : renouveler les générateurs d'électricité ou ajouter la chaleur de l'UIOM à la source fossile de chaleur qui alimente le réseau, qui, ainsi, pourrait être renforcé ou étendu, ou encore remplacer la source de chaleur fossile.

La chaleur d'incinération a un coût de 9 €/MWh. Elle remplacera la chaleur d'une chaudière au charbon qui coûte, en coût d'exploitation (hors amortissement), 24 €/MWh. L'utilisation de la chaleur d'UIOM économise donc entre 15 €/MWh entrée réseau. Cela devrait suffire à convaincre de ne pas produire de l'électricité. Sinon, une subvention au titre de la diminution des émissions de gaz à effet de serre serait justifiée.

... même si l'UIOM est distante du réseau de quelques kilomètres

L'intérêt d'utiliser la chaleur de l'UIOM directement plutôt que de passer par la production d'électricité est tellement patent qu'il est économique de **transporter la chaleur sur plusieurs kilomètres** depuis l'usine d'incinération jusqu'à une entrée sur le réseau. Si le coût du transport de la chaleur est de 5 €/MWh, la chaleur arrivera dans le réseau à moins de 14 €/MWh, beaucoup moins chère que le coût de production de chaleur à partir de charbon.

Une tuyauterie de vapeur de diamètre 300, peut transporter 70 MW. Son coût, pose comprise est de 1500 €/m en zone difficile. Si cette chaleur est utilisée 2500 heures, la quantité utilisée sera de 175 GWh. Supposons que la distance soit de 10 km et qu'une partie d'un trajet traverse une zone sans difficulté. Le coût de la conduite sera de 10 M€. L'annuité correspondante, intérêt et capital à 4 % sur 20 ans est de 740 000 €, soit 4 €/MWh. En tenant compte des pertes 5 €/MWh rendu. Si la chaleur d'incinération est comptée pour 9 €/MWh, cela nous fait une chaleur arrivée sur le réseau à 12 €/MWh. Si la distance est de 20 km, le coût à l'arrivée sera de 17 €/MWh.

Lorsque l'installation de production d'électricité peut encore fonctionner, l'arrêter

Pour produire l'électricité, EDF devra dépenser 37 €/MWh électrique mais l'on économisera les dépenses courantes de la production d'électricité à partir de la chaleur d'incinération, 10 €/MWh électrique. La dépense supplémentaire sera donc de 27 €/MWh, soit 9 €/MWh thermique produit ou 18 €/MWh de chaleur utilisée¹⁹. Or, du point de vue de l'effet de serre, le fait d'utiliser la chaleur de l'UIOM plutôt que d'en faire de l'électricité se traduit par un avantage de 11 €/MWh utilisé si les émissions sont comptées 300€/tC. Après avoir pris en compte les émissions de gaz carbonique fossile, le « coût » de la chaleur est donc de 7 €/MWh.

Autre façon de présenter ce résultat : un réseau est compétitif par rapport au chauffage collectif au gaz, au tarif actuel du gaz, si la chaleur entrée dans le réseau est à 12 €/MWh. Il suffit donc de donner aux émissions une valeur de 150 €/tC pour qu'il devienne intéressant d'arrêter la production d'électricité, même si les installations sont neuves.

Pour convaincre la collectivité locale détentrice d'un contrat d'achat par EDF, une soule pourra lui être proposée, qui sera fonction de degré d'amortissement de ses installations de production d'électricité ; cette soule sera financée par les économies réalisées sur la CSPE, contribution de service public de l'électricité. La collectivité locale pourra l'utiliser pour réaliser le branchement sur le réseau, même distant.

¹⁹ si seulement la moitié de la chaleur est utilisée

Il en est de même du **biogaz** sortant des décharges ou formé dans des méthaniseurs, source de chaleur trop souvent oubliée : le meilleur usage du biogaz est de le brûler pour utiliser la chaleur.²⁰

Propositions

- Comme dans la situation précédente, apporter un appui aux communes qui décideront d'arrêter la production d'électricité à partir des UIOM pour utiliser pleinement la chaleur de ces UIOM dans un réseau de chaleur existant et remplacer ainsi une source de chaleur fossile. L'opération est parfois bénéfique même sans concours financier mais demandera parfois un appui financier, justifié du point de vue de la lutte contre l'effet de serre. Il pourrait financer à hauteur de 80 % les investissements de raccordement de l'UIOM au réseau de chaleur. S'il prend la forme d'une subvention, il sera inférieur à 150 €/MWh annuel (équivalent à **150 €/tonne de carbone** évitée, cumulée, « actualisée »). Il sera partiellement financé par les économies de CSPE.

- Prévoir dans la programmation pluriannuelle de production d'électricité (PPI) l'arrêt de la production d'électricité à partir de la chaleur des usines d'incinération, du biogaz issu des décharges et des méthaniseurs.

1.2- Là où il existe une cogénération au gaz

Ce paragraphe arrive à la conclusion que, du moment que l'objectif est de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, non pas de diminuer la consommation d'énergie, il n'y a plus de raison d'intervenir sur le libre jeu du marché au profit de la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz.

Si l'unité de cogénération est en fin de vie, ne pas la remplacer

On calcule que, du point de vue de la collectivité nationale, le prix du gaz étant de 25 €/MWh, il n'est aujourd'hui intéressant d'investir pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur à partir de gaz que s'il n'existe pas de moyen de produire de la chaleur pour moins de 32 €/MWh. Lorsque l'on pourra produire davantage d'électricité d'origine nucléaire, le coût d'équilibre de la chaleur sera encore supérieur.

Il est possible de produire de la chaleur à partir de biomasse pour 36 €/MWh (achat de la biomasse, amortissement et entretien de la chaudière). Il n'y a pas lieu ici de compter le coût de l'énergie d'appoint car celle-ci est nécessaire également pour compléter la chaleur de cogénération.

Si l'on compte l'effet de serre pour 300 €/tC, la production séparée d'électricité à partir de gaz et de chaleur à partir de biomasse ou de géothermie présente un avantage de ce point de vue de 9 €/MWh de chaleur (voir en annexe).

Lorsque la cogénération est amortie, plutôt que de continuer la cogénération il serait donc bien préférable de l'arrêter et d'utiliser le réseau existant avec une autre source de chaleur non fossile.

Mais cela n'évite pas la question de savoir s'il faut continuer à utiliser le réseau ou préférer le chauffage individuel ou collectif. Si l'on compte pour zéro le coût du réseau, le chauffage par réseau chauffé avec de la biomasse coûtera moins cher que le chauffage collectif au gaz si l'effet de serre est compté pour **150 €/tC**. Il concurrencera le chauffage individuel au gaz, avec un comptage individuel, s'il reçoit une aide de 50 €/tC. A noter que la contribution de la CSPE aura été considérablement diminuée. Cette

²⁰ Voir par exemple un rapport publié sur le site du ministère de l'écologie : <http://www.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/010731-rapport-prevot-dechets-energie.pdf>

économie permettra de combler le surcoût du chauffage au bois par rapport au chauffage individuel ou collectif au gaz.

Si l'unité de cogénération peut encore fonctionner plusieurs années, l'arrêter

Si l'installation de cogénération peut encore tourner quelques années, dans les dépenses de cogénération il ne faut compter les investissements qu'à partir du jour où il faudra remplacer les équipements existants. Le coût de la cogénération en est donc diminué. Si le prix du gaz est de 25 €/MWh et que la durée de vie restante est de 10 ans, il est intéressant d'arrêter la cogénération si l'on peut trouver une source de chaleur pour moins de 25 €/MWh. Si le prix du gaz est de 30 €/MWh, le « coût » de la chaleur est de 28 €/MWh. En tenant compte de l'effet de serre, il apparaît donc intéressant d'arrêter les installations de cogénération bien avant leur fin de vie technique et économique. Selon que l'on concurrence un chauffage au gaz collectif ou individuel, le « coût du carbone » de l'arrêt de la cogénération est **300 ou 150 €/tC**.

Le poids de l'investissement dans le coût de production d'électricité en cogénération travaillant en semi base est de 25 €/MWh. Dans le coût de la cogénération on n'a retenu cette part qu'après une réfaction de 4 % par année de vie restante.

Le producteur « cogénérateur » n'acceptera d'arrêter sa production que s'il reçoit une soulte. Celle-ci pourrait être financée par les économies faites par le fond de CSPE et par une contribution au titre de la lutte contre l'effet de serre, par exemple une subvention pour la chaudière à bois, ce qui lui permettra d'abaisser le coût de production de la chaleur produite par la biomasse.

Dès que l'on pourra augmenter la production d'énergie nucléaire, même si l'installation de cogénération est neuve, il vaudra mieux l'arrêter si l'on peut trouver une autre source de chaleur qui coûte moins de 40 €/MWh selon le prix du gaz. Or la chaleur issue de la biomasse coûte moins cher et, de plus, évite des émissions de gaz à effet de serre. Les nouvelles installations de production de chaleur coûteront donc moins cher que les économies réalisées en arrêtant les unités de cogénération, même neuves.

Propositions :

1- Supprimer l'obligation d'achat d'électricité de cogénération à partir de gaz ne pas renouveler les contrats en cours.

2- Inciter à arrêter les unités de cogénération et à les remplacer par des chaufferies sans émissions de gaz à effet de serre, chauffage au bois ou géothermie.

Il est donc recommandé de rechercher un accord avec les communes qui ont des unités de cogénération et un réseau de chaleur pour qu'elles remplacent la cogénération par des chaudières à biomasse ou des unités de géothermie. Elles recevront une subvention financée partiellement par la CSPE (équivalente à l'économie réalisée) et par un autre fonds dédié aux économies d'effet de serre (voir ci-dessous). Hors la contribution du CSPE, l'aide devra rester inférieure à 300 €/tonne de carbone.

3- Programmer la construction de centrales nucléaires en prévoyant l'arrêt aussi tôt que possible de toutes les unités de cogénération à partir de gaz, même de celles qui, techniquement, pourraient encore fonctionner.

1.3- Là où il existe une chaufferie au charbon ou au fioul lourd en base

Partout où c'est techniquement possible, **remplacer tout ou partie du charbon ou du fioul lourd par du bois**.

Si la chaudière au fioul ou au charbon doit être remplacée

Les options possibles sont de la remplacer avec le même combustible ou par une chaudière qui utilise de la biomasse. Une chaudière au bois coûte plus cher, ce qui se traduit sur le coût de production de la chaleur par une différence de 4 €/kWh environ (un investissement de 500 €/kW au lieu de 300 €/kW amorti sur 30 ans, 4% d'intérêts, et 2500 heures de fonctionnement). Cette différence est plus que compensée si le prix du charbon est de 17,6 €/MWh et si le bois coûte 13 €/kWh, prix observé à la fin de 2005. Mais il y a une incertitude sur le prix et sur les disponibilités en bois plus grande que sur le charbon – dans nos calculs, nous avons retenu 15 €/MWh. Lorsque c'est possible, il est donc prudent de retenir une option qui, comme le lit fluidisé circulant, permet d'utiliser plusieurs combustibles solides.

Avec une biomasse à 15 €/MWh et en amortissant la chaudière sur 30 ans, l'écart de coût entre une chaudière au charbon et une chaudière à biomasse correspond à moins de **30 € par tonne de carbone** fossile évitée.

Si l'on compte l'amortissement sur 30 ans, la géothermie en région parisienne peut être moins chère que la chaleur à partir de charbon, même sans compter l'effet de serre. Se pose donc seulement la question du financement.

Si la chaudière au fioul ou au charbon peut encore fonctionner

Dans le calcul du coût de la chaleur à partir de la chaudière existante, il ne faut faire entrer le coût de l'investissement qu'à partir du moment où la chaudière sera remplacée, ce qui diminue l'annuité équivalente. Si par exemple la chaudière a 15 ans, son remplacement dans 15 ans coûte en valeur actuelle 1,8 fois moins que son remplacement immédiat. Alors le coût de production à partir d'une chaudière à bois à installer est supérieur au coût de production avec la chaudière existante, mais ce changement diminue les émissions de gaz à effet de serre. Avec un bois à 15 €/MWh, le surcoût est égal à **70 € par tonne de carbone**, ce qui est très modéré.

Une chaudière au bois tournant 2500 heures produit 2500 MWh par an par MW de puissance ; elle économise 250 tonnes de carbone si cette production remplace une production de chaleur à partir de charbon. Une subvention de 70 €/tonne de carbone évitée soit 17 000 €/an équivaut à une subvention unique de 170 000 €. Or l'investissement en chaudière à bois est de 500 000 € par MW. La subvention équivalente à une subvention de 70 € par tonne de carbone est donc de 33 % de l'investissement.

Une subvention d'un tiers de l'investissement, équivalente à 70 € par tonne de carbone, permet donc de remplacer une chaudière à charbon par une chaudière au bois bien avant la fin de sa période de vie.

Propositions

- Pour remplacer les chaudières à charbon par des chaudières à biomasse ou de la géothermie, apporter un concours qui compense le surcoût d'un mode de chauffage qui n'émet pas de gaz à effet de serre, chaudière à biomasse ou géothermie.

Pour avancer de plus de dix ans le changement de la chaudière, une subvention de un tiers du coût d'une chaudière à biomasse, équivalente à 70 €/tC, sera suffisante.

1.4- Densifier et étendre les réseaux qui n'émettent pas de gaz à effet de serre

Tant que les réseaux ne sont pas saturés, la fourniture de nouveaux clients coûte beaucoup moins cher que le coût moyen ; si la source de chaleur n'est pas une énergie fossile, grâce aux incitations publiques d'une politique de lutte contre l'effet de serre il sera très intéressant de rechercher de nouveaux clients, même dans un habitat moins groupé.

Le coût du raccordement d'un petit immeuble situé près d'une conduite coûte **145 €/tonne de carbone évitée**.

Une capacité de raccordement de 1 kW permet la consommation d'au moins 1,3 MWh. Une telle consommation d'énergie sous forme de gaz émet 0,08 tC. Le coût du raccordement d'un petit immeuble est de 200 €/kW ; l'annuité constante à 4 % sur 30 ans est de 11,6 €, soit **145 € par tonne de carbone évitée**.

Le coût est un peu supérieur s'il faut renforcer une partie du réseau. Par ailleurs, le coût de production de la chaleur d'origine non fossile (sans le coût du réseau) n'est pas supérieur au coût d'un chauffage individuel.

Les gestionnaires de réseaux de chaleur seront donc encouragés à mener une politique commerciale *très active* partout où est installé un réseau alimenté par une source d'énergie non fossile s'ils reçoivent une subvention de 100 €/kW équivalente à pour tout nouveau raccordement accompagné d'une augmentation de la production de chaleur d'origine non fossile.

A noter que, s'agissant d'une augmentation de l'activité, cela ne pourra pas être financé par le système de l'allocation des quotas de gaz carbonique d'origine fossile.

Proposition

- Si un réseau augmente sa clientèle en utilisant de l'énergie non fossile, financer le branchement de nouveaux immeubles par une subvention de 130 €/kW -équivalente à **100 €/tC évitée** augmentant progressivement jusqu'à 300 €/tC.

1.5- Séquestrer le gaz carbonique de la combustion de carbone fossile ou de biomasse

Il s'agit aujourd'hui d'une perspective à long terme que l'on mentionne ici pour illustrer la souplesse des réseaux de chaleur et les très grandes possibilités qu'ils offrent dans la lutte contre l'effet de serre. Les ressources mondiales en charbon sont très abondantes. Elles ne pourront être mises à profit sans nuire au climat que si le gaz carbonique est stocké sous sol. Cela demande évidemment qu'il existe des sites de stockage suffisamment sûrs. Les réflexions actuelles sont prometteuses, notamment dans le Bassin Parisien où les nappes souterraines d'eau impropres à la consommation à plus de 1000 mètres de profondeur sont nombreuses et abondantes, et dans le Nord de la France, région qu'il sera facile de relier aux gisements pétroliers de la mer du Nord. Pour que le stockage du gaz carbonique soit possible, l'autre condition impérative est que les sources d'émission de gaz carbonique soient concentrées.

Le stockage du gaz carbonique sera donc limité par la concentration des sources d'émission. Or les émissions du transport par route seront diffuses tant que les véhicules utiliseront du carburant fossile ; les émissions du chauffage seront diffuses sauf si la chaleur est acheminée de façon à pouvoir être utilisée sur place sans émission de gaz carbonique d'origine fossile, c'est à dire l'électricité et la chaleur en réseau. Si le surcoût lié à la séquestration du gaz carbonique est inférieur à 200 ou 300 € par tonne de carbone, dans le cadre d'une politique de forte diminution des émissions de gaz à effet de serre il est tout à fait envisageable, et même probable, que le chauffage par réseau de chaleur avec du charbon se développera beaucoup car la ressource est abondante.

Nous avons donc proposé au « club CO₂ » qui réunit l'ADEME, le BRGM, l'IFP, Alstom et d'autres centres de recherche, d'étudier cette possibilité avec des professionnels des réseaux de chaleur.

Une méthode est de faire une combustion à l'oxygène. Pour l'unité de séparation de l'oxygène et le train de captation, purification et conditionnement du gaz carbonique avant le transport vers le stockage, l'investissement est de 80 % d'une chaudière classique à lit fluidisé circulant. En revanche, si le facteur qui limite la capacité de la chaudière est le débit des fumées, la capacité de la chaudière peut être

considérablement augmentée (presque triplée), à condition d'augmenter la capacité des échangeurs, ce qui est possible sur la boucle des solides²¹.

On notera que le stockage du gaz carbonique est favorable à l'effet de serre quelle que soit l'origine du gaz carbonique, fossile ou organique. Mais, là où il est possible, pour le chauffage il vaudra mieux brûler du charbon pour réserver la biomasse à l'utilisation de biocarburant.

D'ores et déjà, il serait donc utile de mener un essai de combustion à l'oxygène dans une installation correspondant à la taille des chaudières d'un chauffage urbain.

Un contact a été établi avec la CPCU, qui gère le réseau de la ville de Paris. Cette société a un important projet de création de nouvelles installations à Saint-Ouen : elle prévoit notamment d'y construire une grosse chaudière pouvant brûler les DIB (déchets industriels banals) en bois et les « encombrants » qui aujourd'hui sont mis en décharge. Elle étudiera la possibilité d'y construire une unité pilote de séquestration du gaz carbonique d'une chaudière au charbon. Si ces projets, dont celui de chaudière à bois est très avancé, prennent corps, le site de Saint-Ouen, où se trouve aussi une usine d'incinération du SItCOM, deviendra une vitrine du service que peuvent rendre les réseaux de chaleur pour éviter les émissions de gaz carbonique : UIOM, bois et séquestration du gaz carbonique. D'autres réseaux peuvent être intéressés, même de moindre importance à condition qu'ils puissent se joindre à d'autres sources émettrices de gaz carbonique et qu'ils soient situés dans des régions favorables : Bassin Parisien, Nord ou Est de la France.

D'autres possibilités pourraient apparaître, comme l'utilisation de la chaleur de centrales nucléaires. On peut penser à utiliser la chaleur des eaux de refroidissement comme source froide de pompes à chaleur. Il ne faut pas exclure non plus d'utiliser directement de la chaleur soutirée d'une production d'électricité nucléaire. Nous n'avons pas approfondi ces techniques qui nous paraissent pourtant devoir être étudiées tellement le contexte de l'énergie et de la lutte contre l'effet de serre est susceptible d'être bouleversé dans les années à venir.

Propositions

- Encourager et financer un essai de combustion de charbon à l'oxygène dans une chaudière reliée à un réseau de chauffage urbain, dans la perspective du stockage du gaz carbonique
- Etudier la possibilité d'utiliser la chaleur de centrales nucléaires – soit directement, en la prélevant à haute température, soit indirectement en utilisant l'eau de refroidissement des centrales comme source froide de pompes à chaleur.

2- Quelles décisions prendre là où il n'existe pas de réseau de chaleur

2.1- S'il existe une UIOM qui ne produit que de l'électricité et si elle n'est pas trop éloignée de logements **ou si l'on a un projet de créer une UIOM**

Avec l'hypothèse que nous avons faite sur le prix du gaz, c'est-à-dire le prix en vigueur en février 2006, s'il existe un projet d'UIOM, il est économique de **créer** un réseau de chaleur avec la chaleur de l'UIOM si celle-ci est cédée à moins de 14 €/MWh.

Si l'UIOM existe déjà et si elle est éloignée des zones urbaines de 10 km, il est intéressant de créer un réseau de chaleur en l'amortissant sur trente ans et au prix du gaz actuel à condition par exemple que la chaleur de l'UIOM soit cédée à 12 €/MWh et que le réseau reçoive une aide au titre de l'effet de serre de **moins de 100 €/tC**

²¹ Selon les indications données à titre tout à fait exploratoire par Alstom.

Notons ici que ces perspectives ne devraient pas être ignorées de ceux qui définissent la politique de gestion de déchets : rien de tel pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre de la façon la plus économe que de brûler les déchets et d'utiliser la chaleur d'incinération dans des réseaux de chaleur.

La comparaison avec un chauffage individuel au gaz (en incluant le surcoût d'un comptage et d'une facturation individuels de la chaleur) est plus favorable – la question de l'individualisation de la facture est abordée au chapitre 9.

Propositions

- Revoir la politique des déchets pour montrer l'intérêt des usines d'incinération dans la lutte contre l'effet de serre.

- Ne pas faire bénéficier les UIOM du bénéfice de l'obligation de rachat d'électricité – sauf lorsque la production d'électricité *se limite* à utiliser la chaleur de haute température, impropre au réseau de chaleur.

- Apporter un concours financier à la création de réseaux de chaleur alimentés en base par des usines d'incinération existantes ou à construire. Il suffira d'un concours inférieur à **100 €** par tonne de carbone évité, indexé sur le prix du gaz.

Note : il s'agit ici de donner des ordres de grandeur ; on a déjà suffisamment insisté sur la diversité des situations pour ne pas avoir à montrer que chaque cas doit être étudié spécialement.

2.2- Créer de nouveaux réseaux chauffés à la biomasse ou à la géothermie

La situation est différente selon que la zone est desservie par le gaz naturel ou non.

Dans les villes équipées d'un réseau de gaz

On a vu que si la chaudière fonctionne 2500 heures par an, le « coût du carbone » d'un réseau chauffé à partir de biomasse est d'environ 300 € par tonne de carbone. Il dépend beaucoup du taux d'utilisation de la chaudière et du réseau.

Au prix du gaz en vigueur en février 2006, pour qu'un nouveau réseau alimenté par la biomasse soit compétitif, avec un amortissement sur 30 ans et en supposant que la chaudière fonctionne l'équivalent de 3000 heures, il faut un concours financier de 400 €/tC dans les trente premières années ; si le réseau est bien entretenu, le coût de la chaleur diminuera après cette période. La comparaison avec un chauffage individuel au gaz conduit à un surcoût un peu moindre.

Bien que ce soit relativement coûteux – mais beaucoup moins que ce qui est financé dans d'autres secteurs au titre de l'effet de serre –, cet investissement est justifié si l'on pense que le prix du gaz augmentera dans les dix ans à venir. Il l'est d'autant plus si la chaudière peut fonctionner plus longtemps : le soutien nécessaire est seulement de 300 €/tC si la chaudière à bois fonctionne l'équivalent de 4000 heures.

Quant à la géothermie, au prix actuel du gaz et en amortissant les installations sur trente ans, elle est compétitive en comptant le prix du carbone à **150 ou 200 €/tC** à condition que les installations fonctionnent l'équivalent plus de 3000 ou 4000 heures par an.

Là où le réseau de chaleur remplace un chauffage au fioul

Pour remplacer un chauffage au fioul domestique ou à l'électricité, il est possible de financer des réseaux de chaleur à biomasse en amortissant les installations sur trente ans et *même en supposant que le prix du fioul diminue de 20 % par rapport aux niveaux atteints à la fin de 2005* avec un concours au titre de l'effet de serre de **150 € par tonne de carbone**. Certes, cela ne permettra pas de desservir des maisons isolées mais, là où la pose de réseaux est très peu coûteuse, il suffira de quelques centaines d'équivalents logements par kilomètre pour que le réseau trouve son intérêt.

Cela peut concerner des centaines de villes et de bourgs.

Le financement peut être apporté comme aujourd'hui par des subventions de l'ADEME. Si toute l'aide au titre de l'effet de serre était ainsi concentrée sous forme de subventions, cela pourrait avoir comme effet d'inciter à choisir des chaudières trop puissantes, donc mal employées. Or on a vu l'effet d'une surcapacité sur le coût global, sans compter que l'efficacité d'une chaudière fonctionnant au ralenti est diminuée.

Ces réseaux se multiplieront si les communes reçoivent une bonne assistance technique et si l'offre industrielle de chaudières et d'équipement de réseaux répond bien à la demande. C'est un marché nouveau qui devrait s'ouvrir, avec tous les progrès que l'on peut en attendre.

L'offre de biomasse devra également être au rendez-vous. Nous abordons cela dans le chapitre 9.

Propositions

- Mettre en place une structure pour organiser la demande donc susciter une offre industrielle. Cette structure de la demande passera des appels d'offres européens pour obtenir les meilleures propositions, notamment de la part d'entreprises qui ont l'expérience de tels marchés dans d'autres pays (Danemark, Autriche, etc.).
- Diminuer de différentes façons le coût des réseaux de chaleur, par des interventions dont le montant équivalent restera inférieur à 300 €/tonne de carbone évitée. Il serait préférable que ces interventions publiques ne soient pas seulement sous forme de subventions. Les subventions pourraient être accompagnées de mesures fiscales (taux de TVA réduit sur l'énergie) et de prêts à taux variables en fonction du prix à la consommation finale de l'énergie fossile.

Chapitre 7

La contribution possible des réseaux de chaleur à la lutte contre l'effet de serre

1- Récapitulation

Nous reprenons ici le contenu du chapitre précédent en notant seulement le montant de la contribution externe au titre de l'effet de serre qui nous paraît suffisante en l'exprimant en euro par tonne de carbone fossile dont l'émission est évitée. Cette contribution a été calculée pour permettre un amortissement sur 30 ans et en tenant compte du prix du gaz en vigueur en février 2006.

Redisons que les situations réelles sont très diverses. Les valeurs données ici sont seulement des ordres de grandeur.

Les contributions juste suffisantes pour conduire à l'option souhaitable en tenant compte de l'effet de serre sont très différentes selon les cas. La question se pose donc de savoir s'il est préférable de donner une contribution égale, ramenée à l'unité de quantité d'émission ou si cette contribution doit être ajustée à ce qui est juste suffisant. La première méthode pourrait répondre à une forme de justice mais elle serait très onéreuse et créerait des rentes ; la deuxième méthode demande des études et des discussions au cas par cas mais est, au total, beaucoup moins onéreuse et tout aussi équitable sans doute.

A- Lorsqu'un réseau de chaleur existe déjà

Là où il existe une UIOM :

- Si toute la chaleur de l'UIOM est déjà utilisée par le réseau

* Etudier avec les communes la création de nouvelles capacités de production de chaleur à partir de biomasse ou de géothermie ; partager avec elles le financement de ces nouvelles capacités : la commune diminuera le coût de cession de la chaleur de l'UIOM et le réseau recevra une contribution au titre de la lutte contre l'effet de serre de **100 €/tC**

- Si l'UIOM produit de l'électricité

* Pour que la chaleur d'incinération soit utilisée par le réseau de chaleur, raccorder l'UIOM au réseau, arrêter la production d'électricité même si l'unité de production peut continuer de fonctionner ; **100 à 300 €/tC** selon que l'unité d'incinération est totalement ou partiellement amortie.

Là où il existe une unité de cogénération à partir de gaz :

* Si l'unité de cogénération est déjà amortie : inciter les collectivités locales à ne pas la renouveler ; créer une source de chaleur sans émission de gaz à effet de serre pour utiliser le réseau : **200 €/tC**

* Si l'unité n'est pas amortie, inciter les collectivités locales à l'arrêter quelques années avant sa fin de vie pour la remplacer par une source de chaleur non fossile. Pour cela, apporter une subvention financée par les économies de CSPE et par un financement au titre de l'effet de serre d'un montant inférieur à **300 €/tC**. De toutes façons, arrêter ces unités dès que de nouvelles capacités de production nucléaire seront disponibles.

Là où il existe une chaufferie au charbon ou au fioul lourd

* Si la chaudière doit être remplacée, susciter son remplacement par une chaudière à biomasse avec une subvention équivalente à : **30 /tC**.

* Si la chaudière peut encore fonctionner une quinzaine d'années, susciter son remplacement immédiat par une chaudière à biomasse avec une subvention de moins de **100 €/tC**.

Densifier et étendre le réseau

* Pour densifier et étendre un réseau en utilisant des sources de chaleur non fossiles : une subvention au raccordement nouveau de **100 à 150 €/tC** d'abord puis jusqu'à 300 €/tC.

B- Là où il n'existe pas de réseau de chaleur, pour en créer un

Avec une UIOM

* S'il existe une UIOM en fonctionnement, susciter l'arrêt de la production d'électricité, créer un réseau pour utiliser la chaleur par une aide de **moins de 150 €/tC** au prix actuel du gaz.

* S'il existe un projet d'UIOM : susciter également le projet d'un réseau de chaleur ; avec le prix actuel du gaz, le projet sera rentable en valorisant la chaleur à 12 €/MWh. Il suffit donc d'une contribution incitative de **100 €/tC**.

Sans UIOM, dans une zone desservie par le gaz naturel :

- Pour créer un réseau de chaleur à la biomasse ou sur géothermie

Un réseau de chaleur avec les caractéristiques habituelles : **300 €/tC** – ou 400 €/tC si l'on doit financer le premier investissement sur une durée inférieure à sa durée de vie.

Sans UIOM, dans une zone non desservie par le gaz naturel : 200 €/tC – ou 300 €/tC si l'on doit financer le premier investissement sur une durée inférieure à sa durée de vie.

Par rapport à la situation actuelle, les opérations les moins coûteuses sont donc :

- tout d'abord d'utiliser pleinement la chaleur des UIOM, quitte à arrêter la production d'électricité même si l'unité de production d'électricité est en bon état ;
- de remplacer partiellement ou totalement du charbon par de la biomasse ou de la géothermie, opération qui coûte souvent beaucoup moins de 100 €/tC ;
- d'étendre et de densifier un réseau existant ;
- de remplacer la chaleur de cogénération par une autre forme de chaleur, géothermie ou biomasse – il n'y a pas de surcoût si l'on compare aux dépenses actuelles de cogénération.

Ces possibilités sont évidemment limitées par la capacité des installations remplacées.

Au-delà, on augmentera l'utilisation d'énergie non fossile

- en arrêtant les unités de cogénération à partir de gaz avant leur fin de vie programmée,
- en créant de nouveaux réseaux notamment dans les zones qui ne sont pas desservies par le gaz naturel ou dans celles qui disposent de ressources géothermales facilement accessibles.

Si, progressivement, le coût du carbone est porté de 200 à 300 €/tC, les possibilités d'extension nous paraissent grandes. Elles ne seront pas limitées par la ressource disponible en biomasse si celle-ci n'est pas trop orientée vers d'autres usages énergétiques beaucoup plus coûteux, telles la production d'électricité ou de biocarburant – cf. chapitre 8.

2- Les quantités

Parmi les actions que nous avons recensées, certaines augmentent la chaleur venant des UIOM, chaleur dont on admet qu'elle n'augmente pas les émissions de gaz à effet de serre (supposant que l'on compare à l'émission de fumées dans l'atmosphère) ; d'autres sont la substitution d'énergie non fossile à des énergies fossiles aujourd'hui utilisées par les réseaux, d'autres ont pour effet une augmentation de la production de chaleur des réseaux à partir d'énergies non fossiles.

Pour chaque type d'action, on indiquera la quantité d'énergie, exprimée en MWh et en Mtep (millions de tep), et les quantités d'émission de gaz carbonique fossile évitées, en MtC (millions de tonnes de carbone).

2.1- Augmenter la quantité de chaleur venant des UIOM

A partir de l'énergie de 16 000 GWh thermique issus des 11,3 Mt de déchets incinérés, il est produit – source ADEME :

- 1217 GWh d'énergie électrique seule, à partir de 3600 GWh thermique ;
- 1684 GWh d'électricité et 6800 GWh de chaleur produites ensemble à partir de 10 000 GWh thermique ;
- 2200 GWh de chaleur.

Selon cette source, l'énergie thermique aujourd'hui produite par les UIOM pour la vente serait de 7200 GWh - selon l'enquête du SNCU²² les réseaux de chaleur consomment 6200 GWh de chaleur originaire d'UIOM.

Même si toute l'énergie issue des UIOM existantes (soit 16 000 GWh) est consacrée à la chaleur et si cette source d'énergie est utilisée l'équivalent de 6000 heures par an, à partir des UIOM existantes les possibilités totales d'utilisation sont de 11 000 GWh, soit 4 000 GWh de plus qu'aujourd'hui, ou 340 000 tep. Si cette énergie remplace du gaz et du fioul, cela fait une économie de 270 000 tonnes de carbone.

Par ailleurs, si l'on prend tout à fait conscience de l'intérêt de cette source d'énergie pour le chauffage, par le canal du chauffage urbain, et si l'on considère que désormais les UIOM sont assez propres pour être localisées près des habitations, on préférera brûler les déchets plutôt que de les mettre en décharge ou même de les recycler à grands frais. Si la quantité de déchets incinérée augmentait de 50 %, cela ferait 5000 GWh de plus ou 430 000 tep soit, en remplacement de gaz et de fioul, 350 000 tonnes de carbone.

La chaleur des UIOM permettrait donc d'éviter des émissions à hauteur de **0,7 MtC** – millions de tonnes de carbone par an.

2.2- Remplacer des énergies fossiles utilisées aujourd'hui par les réseaux de chaleur

2.2.1- Remplacer la chaleur issue de la cogénération à partir de gaz par de la biomasse ou par la géothermie

La cogénération gaz fournit aujourd'hui un tiers de la chaleur consommée par les réseaux, soit 7 TWh, ou 600 000 tep. Remplacer une cogénération par une production performante d'électricité à partir de gaz et une production de chaleur par de la biomasse diminuera nos émissions de gaz à effet de serre puisqu'une consommation de 100 MWh de gaz sera remplacée par une consommation de 83 MWh de gaz pour produire de l'électricité et une consommation de biomasse ou de géothermie non émettrice de gaz à effet de serre. La diminution d'émission sera plus notable lorsque la production d'électricité cogénérée sera remplacée par une production nucléaire. Alors, une production de chaleur sans émission

²² Syndicat national du chauffage urbain

de gaz à effet de serre, comparée à un chauffage individuel ou collectif au gaz, permettra une économie d'émission de **0,5 MtC**.

2.1.2- Remplacer une partie du charbon sur les réseaux actuels

Les volumes sont limités puisque seulement 13 % de l'énergie consommée dans les réseaux vient du charbon, soit 2,6 TWh vendus, ou 3,2 TWh primaire, soit 290 000 tep. Si tout le charbon était remplacé par une source non fossile, l'économie d'effet de serre par rapport à la situation présente serait de **0,3 MtC**.

2.1.3- Au total

Si toute l'énergie fossile aujourd'hui utilisée par les réseaux est remplacée par une source non émettrice de gaz à effet de serre, cela portera sur 10 000 GWh ou 900 000 tep et évitera **0,8 MtC** d'émissions de gaz carbonique fossile. Pour atteindre ce chiffre, il faudra parfois changer l'emplacement des chaufferies.

2.3- Augmenter la clientèle des réseaux de chaleur

Ici on peut distinguer d'une part l'extension et la densification de réseaux existants et d'autre part la création de nouveaux réseaux

2.3.1- Augmenter la clientèle dans les zones déjà desservies

Une extension des réseaux existants de 40 % conduit à une augmentation de la production de chaleur de 10 TWh soit 0,8 Mtep, permettant par remplacement de chauffage au gaz ou au fioul d'éviter des émissions de gaz à effet de serre à hauteur de **0,7 MtC**.

2.3.2 – La création de nouveaux réseaux et une plus grande extension des réseaux existants

Pour évaluer la possibilité totale de chauffage par réseau de chaleur, on peut partir de la demande de chauffage.

Il ne serait pas satisfaisant de prolonger des tendances tellement le paysage de l'énergie sera bouleversé, non pas tellement par une hausse des prix, sans doute limitée, pour ce qui est du gaz, à 20 % par rapport aux prix de la fin de 2005, mais par la politique de lutte contre les émissions de gaz carbonique fossile.

L'exemple d'autres pays montre que la part de la chaleur distribuée par réseau de chaleur peut atteindre des niveaux très élevés : plus de 40 % au Danemark, en Finlande et en Suède sans compter les pays dits « de l'Est ». Avec un taux de 12 %, l'Allemagne est deux fois plus « branchée » sur les réseaux de chaleur que la France.

Reprenons quelques chiffres globaux sur la consommation de chauffage dans le secteur résidentiel et tertiaire. En France, les dernières statistiques connues (2001 et 2002 selon les données) nous disent ceci, en millions de tep (tonnes d'équivalent pétrole) :

Consommation de chaleur en Mtep	Résidentiel	Tertiaire
Chauffage	35,8	7,4
Eau chaude et sanitaire	4	8,1

Les résidences principales en habitat collectif sont au nombre de 10 millions, ce qui représente la moitié du nombre des résidences principales. Les statistiques ne donnent pas la consommation dans les résidences en habitat collectif. On a vu que le logement HLM de référence consomme 14 MWh par an,

soit 1,2 tep. En moyenne, toutes catégories confondues, les logements consomment davantage. Prenons l'hypothèse qu'ils consomment 1,5 tep par an, ce qui conduirait à 15 Mtep pour toutes les résidences principales en habitat collectif. Cela voudrait dire que la moitié des logements en résidence principale consommerait 42 % de la consommation totale d'énergie des logements pour le chauffage et signifierait que les habitations particulières consomment en moyenne 2,1 tep par an, ce qui n'est pas invraisemblable.

Retenons donc que le marché potentiel des réseaux de chaleur est 15 Mtep pour **le logement collectif** et 15 Mtep pour **le tertiaire**, soit 30 Mtep en tout. Si à terme une proportion de **30 % de cette « cible »** est raccordée, la consommation des réseaux sera de **9 Mtep**. Nous supposons que ces réseaux sont alimentés en énergies qui n'émettent pas d'effet de serre.

La consommation des réseaux étant aujourd'hui de 2,8 Mtep, cela ferait **un triplement, une augmentation de 6,2 Mtep**.

Cette chaleur remplacera un chauffage au fioul ou au gaz qui émet du gaz carbonique fossile. Le réseau de chaleur ne devrait pas en effet être en compétition avec le chauffage électrique dont les caractéristiques sont opposées à celles du chauffage par réseau : le coût de l'énergie électrique est très élevé alors que le coût des investissements est très faible ; et l'électricité est très facile à transporter et à distribuer. Si les réseaux distribuent 6,2 Mtep de plus, cela évitera donc l'émission de 5,5 MtC en chauffage individuel ou collectif. Mais, pour produire cette chaleur, les réseaux auront toujours besoin d'un appoint en énergie fossile de 10 à 15 %, qui émettra donc 0,7 MtC.

Par ailleurs, des énergies fossiles aujourd'hui utilisées par les réseaux de chaleur seront remplacées par une source non fossile, ce qui évitera l'émission de 0,8 MtC.

En comptant le « coût du carbone » pour **300 €/tC**, on a vu que la création de nouveaux réseaux de chaleur à partir de biomasse est largement compétitive par rapport au fioul, même si le prix de celui-ci diminue de 20 % par rapport à son niveau du début de 2006 (le surcoût est inférieur à 200 €/tC) et que de nouveaux réseaux sont compétitifs par rapport au gaz si le prix de celui-ci se stabilise au niveau de février 2006 et si la biomasse coûte moins de 15 €/MWh.

Au total, s'ils desservent 30 % des logements collectifs et 30 % du tertiaire, les réseaux de chaleur contribueront à la lutte contre l'effet de serre à hauteur de **5,6 MtC pour un surcoût allant de 100 à 300 €/tC**.

Il n'est pas exclu que ce mode de chauffage intéresse également des résidences individuelles, d'ailleurs très diverses : le pavillon dans une ZAC (car le coût du réseau y est très faible) ou les immeubles « bourgeois » de centre ville car les dépenses d'isolation thermique y sont très élevées²³.

A titre de comparaison, tant sur les volumes que sur les coûts, le plan biocarburant aura comme effet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2 MtC par an en 2010 avec une contribution financière décidée par la loi de 600 à 1000 €/tC (une exonération fiscale à quoi s'ajoute une augmentation du prix du carburant générée par la TGAP sur le carburant).

²³ Sur l'intérêt du réseau de chaleur là où les dépenses d'isolation thermique sont élevées, voir au chapitre 9.

2.4- Evolution possible par rapport à la situation actuelle : présentation d'ensemble

Aujourd'hui la consommation des réseaux est de 2,8 Mtep

Les besoins en énergie des réseaux en énergie non émettrices de gaz à effet de serre	Energie		Emissions évitées
	TWh 1000 GWh	Mtep	MtC Millions de tC
Pour des substitutions d'énergie fossile			
Remplacer le fioul et la chaleur issue de cogénération à partir de gaz	10,4	0,9	0,8
Pour l'extension de la clientèle des réseaux			
- Par densification et extension de réseaux existants (40%)	10	0,8	0,7
- Par création de nouveaux réseaux	72	5,4	4,8
Emission de CO2 fossile par les réseaux de chaleur			-0,7
Total des besoins nouveaux en énergie non fossile et des émissions évitées	92,4	7,1	5,6
Les ressources nouvelles à trouver			
Augmentation de la chaleur venant des UIOM	9	0,8	
Autres ressources : biomasse, géothermie, charbon avec séquestration du CO2 etc.	83,4	6,3	

Nous pouvons donc retenir cette perspective d'un triplement des réseaux de chaleur, portant la consommation d'énergie de 2,8 à 9 millions de tep, n'utilisant en énergie de base que des ressources qui n'émettent pas de gaz à effet de serre et desservant 30 % des logements collectifs et des locaux tertiaires et des résidences individuelles situées le long des réseaux ou regroupées en lotissements.

L'augmentation de la consommation d'énergie non fossile, par substitution et extension, serait de 7,1 Mtep, dont 2,4 devraient « coûter » moins de 200 € par tonne de carbone fossile évitée, pour un coût moyen de 100 €/tC, le reste moins de 300 €/tC.

La plus grande partie de cette nouvelle énergie non fossile sera **la biomasse**, pour **5 à 6 Mtep**. Nous voyons dans le chapitre suivant comment la mobiliser.

Chapitre 8

Une nouvelle source de chaleur : la biomasse Le cas du bois Comparaison entre les usages énergétiques de la biomasse

La ressource actuelle ou possible en biomasse est considérable. Il ne suffit pas de le constater car l'expérience montre que l'accès à cette ressource, surtout lorsqu'il s'agit de bois, suit une dynamique spécifique qu'il vaut mieux avoir bien analysée pour éviter de sérieuses difficultés : aujourd'hui, avec la forte demande de bois énergie due à la hausse du pétrole, aux aides de l'ADEME et à l'appel d'offres pour la production d'électricité à partir de bois, les prix ont beaucoup augmenté, mettant en difficulté les utilisateurs actuels de bois sans que les volumes offerts n'augmentent au même rythme que la demande.

Après avoir indiqué quelles sont les possibilités de production en biomasse agricole, nous présentons ici une analyse de la relation entre l'offre et la demande de bois qui conduit à des propositions d'action spécifiques. Puis nous proposons une façon de comparer les différentes façons d'utiliser la biomasse comme source d'énergie. L'utilisation comme source de chaleur en sort largement gagnante.

1- Les ressources potentielles en bois et en biomasse agricole sont abondantes²⁴

1.1- La production actuelle de bois

Les surfaces boisées sont de 17 millions d'hectares ; le volume sur pied est de 2 milliards de mètres cube sur écorce et la production biologique annuelle de 89 millions de mètres cube sur écorce.

Les volumes commercialisés sont de 34,5 millions de mètres cubes (Mm³), dont 2,3 comme bois de feu, 11 comme bois de trituration (pâtes à papier, panneaux de particules) et 20,8 comme bois d'œuvre. On estime que la consommation actuelle de bois « forestiers » comme bois de feu (commercialisé et non commercialisé) est de 9 Mtep soit de 36 millions de m cubes.

La consommation totale de bois sorti des forêts est donc de 68 millions de mètres cubes, sensiblement inférieure à la production biologique.

Il faut y ajouter la consommation des chutes de scierie et des DIB. Les premières, à peu près la moitié des volumes de bois d'œuvre « rond », sont largement utilisées par les fabriques de pâtes et panneaux. On estime que la consommation actuelle des chutes de scieries et de DIB comme bois de feu s'élève à 5 Mm³, soit 1,25 Mtep.

L'attention portée aujourd'hui sur l'énergie ne doit pas faire oublier que le bois est un remarquable matériau, que ce soit du « bois d'œuvre » pour faire des constructions, des meubles, de la menuiserie, ou de la fibre pour faire du papier ou des produits techniques de haute performance ou encore des particules. Or toutes ces utilisations laissent libres d'importantes quantités de bois pouvant servir de source d'énergie (chutes de scierie, « liqueurs noires » des usines de pâtes). Ajoutons que la coupe d'arbres destinés au sciage laisse disponibles en forêt d'importantes quantités de bois impropres au sciage : houppiers, souches. Un « bilan carbone » complet doit aussi tenir compte des réductions d'émission permises par le bois de construction en ceci qu'il remplace une production d'acier ou de briques fort émettrice de gaz à effet de serre et qu'il diminue la consommation d'énergie de chauffage car c'est un matériau isolant.

La forêt contribuera plus utilement à diminuer les émissions de gaz à effet de serre si elle produit du bois d'œuvre que si elle ne produit que du bois pour l'énergie.

²⁴ Les valeurs indiquées dans ce paragraphe sont extraites d'une étude faite par Claude Roy, délégué interministériel pour la biomasse.

1.2- Les « gisements » de bois non utilisés aujourd'hui

Les volumes de **bois restant sur coupe**, les « rémanents », sont aujourd'hui de 12 Mm³ par an. Si l'on en récupérerait seulement la moitié, cela ferait 6 Mm³ soit 1,5 Mtep. Les volumes **de bois d'éclaircie** devraient également beaucoup augmenter si ces opérations sylvicoles étaient faites à temps et correctement, pour atteindre 6 Mm³ par an soit 1,5 Mtep.

Les volumes de bois exploités comme bois d'œuvre vont augmenter, compte tenu de l'âge des arbres ; et cela d'autant plus si une politique adaptée est mise en œuvre pour que les propriétaires trouvent plus intéressant de vendre leurs arbres dès qu'ils atteignent l'âge optimal de coupe. Cela augmentera les volumes de chutes de scierie. Compte tenu des circuits commerciaux en place, on fera l'hypothèse que ce bois continuera d'être vendu aux industriels de la trituration – mais rien n'est moins sûr, le bois allant à qui peut le payer le plus cher.

Avec ces hypothèses, à partir des forêts telles qu'elles existent aujourd'hui les volumes de bois disponibles pour un usage thermique pourraient augmenter de **3 Mtep**.

Il faut y ajouter **les DIB** (déchets de bois, palettes d'emballages etc.) qui sont aujourd'hui envoyés en décharge.

1.3- Les « gisements » de déchets agricoles

Environ 40 millions de tonnes **de paille** sont produites sans être utilisées en élevage ni en enfouissement. Une partie, sans doute minoritaire, est utilisable comme combustible, fournissant **2 ou 3 Mtep**.

1.4- Les nouvelles possibilités de bois et de cultures agricoles dédiées

De nouvelles cultures de biomasse forestière ou agricole pourront produire de 12 à 15 tonnes de matière sèche par hectare et par an, soit 4 à 5 tep thermiques/ha/an. Sur les 20 millions de terres arables, quelques millions d'hectares pourront être consacrés à des cultures de biomasse pour produire un combustible ou du biocarburant.

En tenant compte des besoins en alimentation et des débouchés industriels du bois, les ressources en biomasse disponibles pour un usage thermique se chiffrent en dizaines de millions de tep thermiques. Elles sont donc largement suffisantes pour alimenter les réseaux de chaleur – qui pourraient en consommer 5 ou 6 Mtep.

Pour que l'agriculteur obtienne le même revenu à l'hectare qu'avec une production destinée à l'alimentation, le prix de la biomasse départ du champ devrait être d'environ 13 €/MWh. Alors il produira sans hésiter des cultures énergétiques sachant qu'il lui sera facile d'en changer si le marché évolue et rend plus intéressantes d'autres cultures. L'« élasticité aux prix » de l'offre de biomasse agricole énergétique est donc bonne. Le cas du bois est très différent.

2- Une demande plus forte de bois a souvent pour effet de bloquer l'offre de bois

Deux constatations s'imposent : le bois ira à qui la paiera le plus cher ; il ne suffit pas que le prix augmente pour que les quantités de bois mises en vente augmentent.

La première constatation va de soi ; elle oblige à s'interroger sur les prix que peuvent proposer d'autres utilisations de la biomasse. La seconde, qui peut étonner, demande une explication.

2.1- Le constat

« Je n'ai jamais autant d'offres de bois que lorsque mes stocks sont pleins », me disait l'acheteur de bois d'une importante papeterie. Quant au bois d'œuvre, si l'on fait un graphique représentant les volumes et les prix du bois vendu dans le massif landais pendant 20 ans, de 1970 à 1990, on s'aperçoit qu'il a la forme d'un huit, ce qui fait qu'il est difficile de parler d'une « élasticité » de l'offre par rapport aux prix.²⁵

Cette constatation est importante : toute politique qui se fonderait sur l'idée commune qu'il suffit de créer un nouveau débouché pour augmenter l'offre est vouée à l'échec. D'ailleurs, un nouveau débouché vient d'être créé, à savoir la production d'électricité qu'EDF sera obligée d'acheter bien qu'elle coûte beaucoup plus cher que l'électricité qu'elle pourrait produire elle-même : un appel d'offres a été lancé par le ministère de l'industrie et plusieurs projets ont été retenus ; ils prévoient de produire l'électricité pour un prix voisin de 90 €/MWh, ce qui leur permet d'acheter le bois à un prix largement supérieur à celui qui était pratiqué. Sans doute les quantités de bois mobilisées vont-elles augmenter, mais insuffisamment pour répondre à cette nouvelle demande potentielle sans beaucoup gêner les consommateurs actuels. En tous cas les prix ont déjà doublé, voire triplé dans certaines zones, dont le Limousin, mettant à mal ceux qui consomment aujourd'hui du bois, réseau de chaleur de la ville de Felletin, usines de pâtes ou de panneaux.

2.2- L'analyse de la relation entre l'offre et la demande de bois : trois sortes de bois

On aurait du mal à comprendre la relation entre l'offre et de la demande de bois sans distinguer trois sortes de bois, qui répondent très différemment au contexte économique, fiscal et financier de la forêt.

a)- Il y a le bois qui, aujourd'hui, n'est pas utilisé, dont le détenteur serait heureux de se débarrasser mais qu'il conserve car le prix de vente ne suffirait pas à couvrir les dépenses à engager ; ce sont par exemple certaines chutes de scierie aujourd'hui non utilisées, comme des sciures, et les « rémanents » qui restent sur le sol après une coupe de bois. Si le prix des produits augmente, il arrivera évidemment un moment où le détenteur trouvera intéressant de vendre son produit. De la même façon, si le prix de vente des déchets aujourd'hui mis en décharge augmente, ces déchets seront plutôt utilisés comme combustible. Alors, l'offre répond positivement à une augmentation des prix ; on peut parler d'élasticité de l'offre par rapport aux prix.

b)- Les plus grandes quantités de petits bois, c'est-à-dire les bois qui, impropres au sciage, peuvent servir de combustible, sont coupées lorsque l'on pratique la sylviculture : dépressages, éclaircies, élagages, balivage, transformation de taillis en futaie. Certains de ces actes de sylviculture sont nécessaires au succès d'opérations déjà engagées ; mais le sylviculteur a souvent la possibilité de les différer de quelques années et, en cas de retard, il n'a pas toujours une claire notion des dommages causés à sa plantation. Dans tous les cas, donc, s'il s'attend à ce que la demande de bois devienne plus intense, il prévoira une hausse du prix du bois et retardera l'opération de sylviculture qui suscite la mise du bois sur le marché. En revanche si le propriétaire est convaincu de l'intérêt que présente pour lui une opération de sylviculture et *s'il a les moyens techniques et financiers de la mener à bien*, sa décision d'entretenir ou d'améliorer son boisement aura comme effet d'augmenter de suite l'offre de bois pouvant servir de combustible. S'il s'agit d'une sylviculture dont le produit principal est du bois d'œuvre, le produit de ventes intermédiaires de petit bois est peu de chose comparé au résultat attendu de la sylviculture. La décision de pratiquer la sylviculture ne sera donc pas conditionnée par le niveau du prix du bois à couper de suite.

²⁵ Voir « l'économie de la forêt – mieux exploiter un patrimoine » - Edisud.

c)- Il y a enfin les bois mûrs, dont la croissance est très ralentie. Il peut s'agir de beaux peuplements que le propriétaire considère comme un placement disponible en cas de besoin : la coupe de ces arbres procurera du bois de sciage et tout autant de chutes de scieries et de petit bois rond disponibles pour les usages thermiques et de trituration. Il peut s'agir de boisements de qualité médiocre que le propriétaire se contentera, un jour, de couper ou bien qu'il serait prêt à transformer en un peuplement plus productif s'il en avait la possibilité financière. Dans l'un et l'autre cas, une intensification de la demande ne suffira pas à augmenter l'offre de bois.

2.3- En conséquence

Une intensification de la demande de bois pour le chauffage aura pour effet d'augmenter les prix de toutes les catégories de bois, y compris le prix des bois vendus aux utilisateurs actuels. Cette hausse des prix perturbera donc l'équilibre de fonctionnement des utilisateurs actuels. Elle aura pour effet d'augmenter l'offre de bois venant des rémanents de coupe et des DIB, mais non pas l'offre de bois coupés à la suite d'actes de sylviculture (éclaircies, balivages, transformation de taillis en futaie).

Lorsque l'intensification de la demande se manifeste dans un marché concurrentiel, il appartient à chaque acteur économique de s'y adapter au mieux. Lorsqu'elle est le résultat de décisions imposées par la puissance publique, celle-ci doit agir avec prudence. Or tel est le cas lorsque l'Etat oblige EDF à acheter à un prix qu'il a fixé de l'électricité produite à partir de bois ou lorsque les utilisateurs de biomasse reçoivent une aide publique.

3- Pour limiter et compenser les effets non désirés des obligations d'achat d'électricité produite à partir de bois

Une aide publique accordée à ceux qui consomment le bois a pour effet de leur permettre d'acheter le bois plus cher sans susciter pour autant une augmentation suffisante de l'offre. Au contraire, si l'intervention publique s'applique « en amont », c'est-à-dire à la sylviculture, elle aura pour effet de susciter des actes de sylviculture, qui eux-mêmes généreront une offre plus abondante sans augmentation des prix.

Appliquée en aval, l'aide publique échouera à « tirer » le bois hors de la forêt ; au contraire, appliquée en amont, elle suscitera des investissements qui créeront à terme de la richesse, ce qui aura comme effet second de générer immédiatement une offre nouvelle ; ainsi, l'aide publique aura « poussé » le bois hors de la forêt.

Or il se trouve qu'aujourd'hui les dispositifs d'intervention publique en la matière s'adressent surtout à l'utilisateur de bois : subventions d'investissement aux réseaux de chaleur et TVA à taux réduit, crédits d'impôts pour l'achat d'une chaudière à bois, garantie de débouchés offerte aux producteurs d'électricité à partir de bois. Quelques procédures régionales s'adressent néanmoins à l'amont de la filière. Il convient donc d'associer à ces modes d'intervention des conditions qui permettent d'éviter les effets pervers, de compenser ceux de ces effets qui n'auront pas pu être évités et de concevoir ou d'amplifier des dispositifs plus efficaces.

3.1- Pour compenser les effets non désirés sur les prix

La création par des décisions politique d'une nouvelle demande de bois aura pour effet d'augmenter le prix du bois. Il se peut que cette hausse soit supportée sans trop de difficulté par les utilisateurs si leurs concurrents sont soumis à une hausse équivalente. Ainsi, la hausse générale du prix de l'énergie permettra aux réseaux de chaleur d'augmenter leurs tarifs ; si le prix du bois augmente partout en Europe, les utilisateurs industriels pourront également acheter leur bois plus cher.

Mais, si la hausse des prix suscitée par une demande nouvelle créée par des décisions publiques est trop forte, il appartient à l'Etat d'étudier comment la compenser.

Dans le cadre de cette étude consacrée aux réseaux de chaleur, on se bornera à citer le cas d'un réseau de chaleur au bois qui avait trouvé son équilibre avec un prix d'achat du bois et un prix de vente d'électricité produite en cogénération. Dans les derniers mois, à la suite de l'appel d'offres pour une production d'électricité à partir de bois, le prix du bois a fortement augmenté en ignorant les contrats déjà signés. L'Etat a les moyens de corriger le déséquilibre causé par ses propres décisions.

Proposition pour rétablir l'équilibre de gestion perturbé par des décisions publiques

Il suffit de prendre en considération l'effet favorable sur les émissions de gaz à effet de serre de la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biomasse.

Dans le cas d'un réseau de chaleur qui, pour 100 kW de puissance fournit 120 MWh électrique et 360 MWh de chaleur, les économies d'énergie fossile, par rapport à un chauffage au gaz et à une production d'électricité à partir de CCG sont de 500 MWh, soit 45 tep, qui émettent 32 tonnes de carbone. Si l'on évalue le coût des émissions de gaz carbonique à 100 €/tonne, cela fait 3200 €. Si l'on voulait compenser cette valeur en fixant le prix de l'électricité à un niveau supérieur au coût de production à partir d'une CCG, la différence serait de 25 €/MWh électrique environ. Or le prix de reprise de l'électricité (de fait, 45 €/MWh) est à peine plus élevé que le coût de production de l'électricité par EDF : 37 €/MWh - voir en annexe. La différence est de 8 €/MWh.

Il serait donc justifié d'augmenter le tarif de reprise de l'électricité de 17€/MWh si l'on compte l'effet de serre à 100 €/MWh, ou de 40 €/MWh si on le compte pour 200 €/MWh.

3.2- Pour limiter les effets non désirés sur les quantités disponibles

Susciter une utilisation nouvelle de bois n'a d'intérêt que si l'offre suit. Or les mécanismes de marché n'y suffiront pas : l'utilisateur de bois qui dispose d'un marché certain recherchera le bois le moins cher, c'est-à-dire celui qui trouve déjà un débouché. Il faut donc imposer d'autres conditions pour que l'utilisateur soit effectivement lié à des fournisseurs qui, sans l'obligation d'achat d'électricité, n'auraient pas vendu leur bois. Ces bois à mobiliser sont d'abord les rémanents de coupe. La garantie de débouché ne devrait donc être accordée que si le bois provient de rémanents de coupe.

Proposition qui évitera de diminuer les ressources des utilisateurs actuels

Poser comme condition à l'obligation d'achat d'électricité au prix garanti que, chaque année, le producteur d'électricité présente un plan d'approvisionnement sur trois ans en plaquettes forestières à partir de rémanents de coupe ; ce plan d'approvisionnement sera glissant ; *il sera validé pour l'année à venir par le contre-seing de ses fournisseurs*. A défaut, le producteur d'électricité perdra le bénéfice du prix garanti.

4- Pour augmenter l'offre de bois

L'aide publique au titre de l'effet de serre devrait s'adresser non pas aux utilisateurs mais en amont. Si elle s'adresse aux utilisateurs, elle devrait être conditionnée par un accord très solide entre l'amont et l'aval. Or l'expérience montre que les contrats de vente à terme de bois spécifiant des quantités et des prix, le plus souvent indexés, ne résistent pas lorsque les prix de marché sont très différents de ce qui était prévu au contrat, ce qui peut mettre en péril l'un ou l'autre des contractants.

4.1- Mobiliser une épargne dormante

Les propriétaires d'arbres mûrs disposent d'une épargne dont le revenu est différé, qui rapporte peu mais qui est immédiatement disponible et qui bénéficie d'un régime fiscal favorable. Le bois, ayant ici le caractère d'une épargne, sera vendu si le propriétaire trouve une forme d'épargne plus intéressante. Nous faisons au chapitre 10 une proposition qui tend à la fois à mobiliser cette épargne bois et à trouver les moyens financiers de la sylviculture, l'un et l'autre ayant un effet très positif sur l'offre de bois, donc sur l'activité, l'emploi et la TVA.

Cette mobilisation de l'épargne bois aura un effet non seulement sur les ventes de bois de sciage mais aussi sur celle des produits qui vont avec : houppiers puis chutes de scierie.

4.2- Intégrer un contrat de vente pluriannuel de bois dans une relation de partenariat technique et financier

Il s'agit de nouer entre l'amont et l'aval des relations diverses qui se renforceront mutuellement. De tels accords de partenariat ont déjà existé et, probablement, existent ou se forment aujourd'hui. Par exemple, le programme de plantation d'eucalyptus autour de la papeterie de Saint-Gaudens ou des contrats entre une papeterie et des sylviculteurs dans les Landes.

Le principe est que l'utilisateur du bois ou un organisme intermédiaire entre l'utilisateur et les propriétaires prend en charge tout ou partie du financement des travaux sylvicoles et que le propriétaire le rembourse par la livraison d'une quantité convenue de bois.

Cet organisme intermédiaire pourrait être un fonds de financement dont nous indiquons quelques traits ci-dessous.

Sur ce principe, on peut imaginer plusieurs modalités. L'utilisateur de bois ou l'organisme intermédiaire trouvera avantage à ce que les travaux sur plusieurs parcelles voisines soient faits ensemble ; il pourra apporter directement ou indirectement son appui technique, éventuellement fournir les plants ou les semences. Les propriétaires pourront préférer se grouper et traiter ensemble avec l'utilisateur qui, alors, apporterait seulement le financement et la garantie de débouché.

La question se pose évidemment du financement des travaux. Le plus souvent le financement adapté est une avance remboursable *in fine*, intérêt et capital, au moment de la coupe des bois. Une façon de répondre à ce besoin de financement est le PID (prêt indexé et différé)²⁶. Ce prêt pourrait être contracté par l'utilisateur du bois et éventuellement par les sylviculteurs ou leurs groupements et accordé par le fonds de financement. L'emprunteur conviendra avec le prêteur du taux d'intérêt. Ce taux peut légalement être indexé sur une matière en relation avec l'objet du prêt : ce peut être par exemple le prix du bois (moyenne des ventes de l'ONF ou autre) ou le prix de l'énergie fossile à la consommation finale. Le sylviculteur est peu sensible au taux d'intérêt puisqu'il pourra rembourser en bois ; l'utilisateur a intérêt à ce que le taux soit indexé sur le prix de l'énergie.

Trouvera-t-il un prêteur ? C'est là que l'intervention publique sera décisive, qu'elle soit celle de l'Etat ou des collectivités locales. Il faudra peut-être un fonds publics pour financer ces prêts ; ou encore un fonds de garantie sur les taux demandés par le prêteur. Le fonds pourrait être régional. Nous abordons cette question au chapitre 10.

4.3- Pour augmenter l'offre de bois

Le point essentiel est que, *pour augmenter l'offre de bois, il faut intervenir en amont*. Si la forêt a besoin de travaux de sylviculture, intervenir sur *l'acte de sylviculture* : rendre la décision de sylviculture non seulement intéressante pour le propriétaire mais aussi réalisable, tant financièrement que

²⁶ Décrit dans « l'économie de la forêt ».

techniquement. Si la forêt est faite d'arbres mûrs, voir dans ces arbres *une épargne* qui sera mobilisée si elle peut être transformée en une épargne plus avantageuse pour le propriétaire.

5- La biomasse, un produit convoité : comparaison entre les usages

La production agricole et forestière peut être utilisée de multiples façons : pour l'alimentation, comme matériau, comme matière de base pour la chimie et la pharmacie ; comme source d'énergie enfin car, à partir de biomasse, il est possible de produire du carburant, de la chaleur ou de l'électricité.

Lorsqu'elle remplace de l'énergie fossile, la biomasse présente le grand avantage de ne pas contribuer à l'effet de serre ; certes, la combustion de biomasse émet du gaz carbonique, mais la concentration en gaz carbonique de l'atmosphère n'en sera pas changée si pendant que de la biomasse est brûlée une quantité équivalente est produite par la photosynthèse. Alors, si la biomasse permet de remplacer de l'énergie fossile, elle contribue à diminuer les émissions génératrices de gaz à effet de serre. Encore faut-il tenir compte des émissions de gaz à effet de serre causées par la production elle-même de biomasse ou d'énergie à partir de biomasse. La production d'engrais génère beaucoup d'émission, de même que l'utilisation de gaz pour la distillation de l'éthanol par exemple. Les travaux agricoles ou forestiers et les transports aussi, mais beaucoup moins.

La biomasse étant un produit convoité pour diminuer nos émissions de gaz à effet de serre, il est utile de choisir des critères qui permettent de dégager des préférences.

5.1- Deux critères pour dégager des préférences : le coût du carbone et l'efficacité à l'hectare

L'objectif est de diminuer nos émissions par rapport à ce qu'elles seraient sans intervention publique, c'est-à-dire en laissant le marché jouer sur la base des prix mondiaux de l'énergie.

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétique présente bien d'autres « effets externes » que la réduction des émissions de gaz à effet de serre : création d'emplois, indépendance énergétique, aménagement du territoire. Mais ces effets sont les mêmes quelles que soit la destination de la biomasse ; ils n'interviennent donc pas dans la hiérarchie des préférences.

Pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il faudra user des ressources limitées que sont **les finances publiques** d'une part, **la surface des sols** agricoles et forestiers d'autre part. Par « finances publiques » on entend ici d'une part les impôts et d'autre part l'augmentation de dépenses de consommation due à des décisions publiques, comme l'obligation d'incorporer du biocarburant ou l'obligation d'acheter une électricité plus chère

Les deux critères qui s'imposent sont donc

d'une part le surcoût par quantité d'émission évitée, ce que nous avons appelé le « coût du carbone », en **€/T**

et d'autre part, le quantités d'émission évitées chaque année par hectare de sol agricole ou forestier, en **tC/ha/an**

Ce sont un critère financier et un critère quantitatif.

5.2- Le biocarburant

5.2.1- Le montant des aides publiques

Aujourd'hui, le biocarburant en France est de l'éthanol transformé en un produit facile à introduire dans l'essence, l'ETBE (éthyl-butyl éther), ou un ester formé à partir d'huile végétale et introduit dans le gazole, l'EMHV (ester méthylique d'huile végétale). Un dispositif fiscal spécifique crée une très forte incitation à introduire dans le carburant des quantités croissantes de biocarburant à hauteur de 1,5 % en 2006 pour atteindre 5,75% en 2010. Ce dispositif a deux volets :

- une exonération partielle de taxe intérieure sur les carburant (TIC, connue sous le sigle TIPP) pour les productions agréées par l'Etat : cette exonération est de 330 €/m³ d'éthanol et de 300 €/m³ d'EMHV.

- une quasi obligation de remplacer par du biocarburant une certaine quantité d'essence ou de gazole sous peine d'une sanction égale à environ 1000 €/m³ de carburant non remplacé.

La loi soumet le carburant à une taxe TGAP dont le taux, qui est croissant d'année en année, peut être diminué (sans pouvoir être négatif) en fonction de la concentration de biocarburant incorporé dans le carburant. Tant que la concentration est inférieure au taux, l'addition d'un mètre cube de biocarburant diminue le montant de la taxe d'une quantité indépendante de la concentration. Ce dispositif crée donc, de fait, une obligation d'incorporation assortie d'une sanction proportionnelle aux quantités manquantes. Cette sanction est égale à l'assiette de la TVA sur le carburant, environ 1000 €/m³ de carburant fossile.

Le montant de l'exonération de TIC et les quantités de production agréées sont tels qu'il est probable que le taux effectif de la TGAP sera nul et que le prix du biocarburant TIC comprise ne sera pas supérieur à celui du carburant fossile. Mais à l'avenir on peut penser que l'exonération de TIC diminuera. Alors le biocarburant, TIC comprise, coûtera plus cher que le carburant fossile ; les distributeurs de carburant en achèteront néanmoins tant que le surcoût sera inférieur à la pénalité créée par le dispositif « TGAP ». L'aide créée par l'ensemble de ces dispositifs est donc la somme de l'exonération de TIC et du surcoût du biocarburant par rapport au carburant fossile, TIC comprise.

Le cas de l'éthanol

L'éthanol est produit à partir de betterave ou de céréales. Or les céréales ou d'autres cultures poussant sur les mêmes terres font un excellent combustible, qui peut fort bien alimenter des réseaux de chaleur.

L'aide reçue par la production d'éthanol est *au moins* l'exonération de TIC, 330 €/m³ d'éthanol soit 500 €/m³ d'essence remplacée (puisque le pouvoir calorifique de l'éthanol est les deux tiers de celui de l'essence) soit 600 €/tonne d'essence. La production et la combustion d'une tonne d'essence émettent dans l'atmosphère une tonne de carbone fossile. La production des engrais et celle de la chaleur nécessaires à la production d'une quantité d'éthanol équivalent à une tonne d'essence émettent 0,4 tonne de carbone d'origine fossile²⁷. En conséquence, une exonération fiscale de 600 € permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 0,6 tonne de carbone. L'aide est donc de 1000 €/tC²⁸.

L'exonération fiscale dont bénéficie l'EMHV équivaut quant à elle à 600 €/tC.

5.2.2- L'efficacité de la production de biocarburant, exprimée en tC/ha/an

En 2005, le rendement à l'hectare de la production d'éthanol de blé fut de 2,8 m³ par ha, celui de la production d'huile de colza de 1,5 m³/ha^{29,30}. En tenant compte des pouvoirs calorifiques et de l'énergie

²⁷ Selon une étude de Price Waterhouse réalisée pour l'ADEME et le ministère de l'industrie ; une étude plus récente réalisée pour la Commission européenne par Concawe et Eucar donne un résultat encore beaucoup moins favorable à l'éthanol.

²⁸ Ce sont les chiffres pour 2005 ; il est possible que cette exonération fiscale diminue ultérieurement.

²⁹ Il est de 7,9 m³ d'éthanol à partir de betterave ; les quantités d'émissions évitées sont de 2,3 tC/ha/an.

fossile consommée pour la production, les quantités d'émission de gaz carbonique évitées sont de **0,8** tonne de carbone par hectare et par an.

5.3- La production d'électricité

On a montré ailleurs (voir en annexe) que la production d'électricité « en base » permet de remplacer pour environ la moitié une production d'électricité nucléaire à partir d'une centrale existante et pour moitié une production à partir d'une CCG à construire fonctionnant en semi base.

Le coût moyen de l'électricité remplacée est donc la demie somme de la partie variable du coût de la production d'électricité nucléaire et du coût complet d'une CCG fonctionnant en semi base, soit 46 €/MWh. Comme l'électricité est achetée 90 €/MWh, la différence est de 44 €/MWh électrique produite avec du bois, soit 88 €/MWh produit par la CCG. Or pour produire 1 MWh électrique avec une CCG, il faut 1,8 MWh thermique de gaz, soit 0,16 tep qui émet 0,11 tC. L'aide est donc de **800 €/tC**. Quant à l'efficacité de l'utilisation des sols, si la production de bois est de 4 tep/ha/an, cela fait 44 MWh thermiques, soit 18 MWh électrique, qui remplacent 9 MWh produits à partir de gaz, ce qui évite donc **1 tC/ha/an**.

Mais, dès lors que l'on pourra augmenter la capacité de production nucléaire, produire de l'électricité seule à partir de bois devient très coûteux et consomme une ressource limitée, la biomasse sans aucun avantage du point de vue de la lutte contre l'effet de serre.

5.4- Chaleur, électricité, biocarburant : comparaison

L'utilisation de la biomasse comme chaleur permet de remplacer du fioul ou du gaz.

Quant au surcoût, nous montrons dans cette étude que l'on peut utiliser des millions de tep de biomasse sous forme de chaleur pour un surcoût inférieur à 300 €/tC.

Quant à l'efficacité en quantité d'émissions évitées par hectare et par an, le rendement thermique de l'utilisation du bois ou d'une énergie fossile n'est pas le même, notamment, en cas de réseau de chaleur, du fait des pertes de réseau, alors que le rendement des installations de chauffage individuel ou collectif est aujourd'hui très bon. Il faut également tenir compte des émissions dues à la production de biomasse. Nous comptons l'un et l'autre pour 20 %. Alors, si la production de biomasse est de 4 tep/ha/an, les quantités d'émission évitées sont **2,2 tC/ha/an** si l'on compare à un chauffage au gaz, **3 tC/ha/an** si l'on compare à un chauffage au fioul.

5.5- Comparaison des différentes façons d'utiliser la biomasse comme source d'énergie

Les différentes façons d'utiliser la biomasse peuvent être comparées avec les deux critères :

- surcoût par rapport à l'énergie la moins chère, rapporté à la quantité d'émissions évitées de gaz à effet de serre, exprimées en tonnes de carbone
- et
- quantité d'émissions de gaz à effet de serre évitée rapportée aux surfaces de sols agricoles ou forestiers.

³⁰ Source : « INRA sciences sociales » de décembre 2005

	Aides publiques €/tC	Efficacité v/v sols tC/ha/an
Biocarburants		
Ethanol à partir de céréales	1000	0,8
Ethanol à partir de betterave	1000	2
EMHV - biodiesel	600	0,7
Production d' électricité – capacité nucléaire constante	800	1
Chaleur		
	Surcoût	
Chaleur par réseau de chaleur vs gaz	de 100 à 300	2,2
Chaleur par réseau de chaleur vs fioul	de 0 à 200	3

Dans cette confrontation, l'utilisation de la biomasse agricole ou forestière comme source de chaleur devrait ressortir gagnante haut la main.

Pour illustrer cela très concrètement il suffit de se demander quelle est la meilleure méthode entre **1** : produire du carburant à partir de biomasse ou **2** : brûler de la biomasse pour remplacer du fioul domestique, ce qui libère ce produit qui est de même nature que de gazole.

La seconde méthode demande un soutien public trois à cinq fois moindre.

Or les aides créées par les procédures administratives, fiscales et légales sont inversement proportionnelles à l'efficacité de l'utilisation de la biomasse...

Pour rétablir la situation, on trouvera sur le sujet **une proposition** au chapitre 10 §3.2.

Chapitre 9

Les réseaux de chaleur et leurs clients, leurs concurrents, les communes concédantes, le grand public

1- Les réseaux de chaleur et leurs clients

1.1- Une image à changer

L'association Amorce et ses partenaires ont organisé une journée d'études, le 29 novembre 2005, sur le thème : « Comment améliorer le service auprès des utilisateurs ? ». Ce fut une heureuse initiative, riche d'enseignements.

Ont notamment été présentés les résultats d'une enquête sur la façon dont les bailleurs sociaux et leurs locataires voient les réseaux de chaleur. On rappelle qu'ils forment la moitié de la clientèle des réseaux de chaleur.

L'impression générale manifestée par les clients est plus souvent « mauvaise » que « bonne ». Le coût global du chauffage est perçu dans six cas sur dix comme « mauvais » et dans quatre cas sur dix comme « moyen », jamais comme « bon ». La qualité des prestations est relativement bonne, les délais d'intervention sont corrects. Il n'est pas étonnant que, selon cette enquête, la priorité doit porter sur *les tarifs*.

Une autre comparaison par rapport aux autres modes de chauffage tourne systématiquement au désavantage des réseaux de chaleur, que ce soit sur les coûts et les rendements globaux - ce qui se comprend -, ou sur les pollutions et sur la sécurité d'approvisionnement ou la sécurité de fonctionnement. Les réseaux ont donc un long terrain à reconquérir, tant sur les faits objectifs comme les coûts que sur l'image qu'ils projettent.

A côté de ces enquêtes, l'opinion de l'Union syndicale pour l'habitat vaut d'être écoutée. Elle s'interroge sur la performance globale et sur le coût. Elle note les difficultés nées de la jurisprudence sur les « charges récupérables » ; elle regrette la rigidité des contrats, qui empêche de diminuer la puissance souscrite. Quant à l'avenir, elle note comme une tendance de fond la désaffection croissante à l'encontre des infrastructures lourdes qui n'ont qu'un seul usage, d'autant plus, concernant le chauffage, que les besoins individuels diminuent et que le développement des énergies renouvelables permet une production de chaleur décentralisée. Enfin, le client, sollicité par une concurrence qui s'intensifie, ne veut pas se sentir lié sur une longue période.

Néanmoins, l'évolution du prix de l'énergie fossile et la lutte contre l'effet de serre donnent une chance aux réseaux de chaleur qui trouveront des sources d'énergie autres que fossiles. Aux yeux de l'Union syndicale pour l'habitat, c'est aujourd'hui la principale, peut-être la seule, justification des réseaux de chaleur. Il reste que les réseaux ne seront acceptés et appréciés que si les consommateurs ont le sentiment que les entreprises ont été mises en concurrence et que l'équité entre les usagers est respectée. La participation de tous à la régulation est aussi une condition nécessaire : commission consultative des usagers, information donnée par le réseau pour montrer que les coûts sont maîtrisés, comparaisons avec d'autres réseaux sur l'état des installations, sur les performances techniques et économiques, sur l'état de la dette.

Quant à la création de nouveaux réseaux, l'Union sociale pour l'habitat se montre interrogative : faut-il un nouveau concept ? En tous cas un nouvel état d'esprit et une nouvelle organisation des acteurs.

L'expérience de la Communauté urbaine de Lyon apporte peut-être une réponse. Pour le renouvellement de la concession, une structure représentative des usagers a été mise en place dans le cadre de la Commission consultative des services publics locaux, CCSPL. La demande a porté sur une

simplification de la facturation, une réduction de la durée des abonnements ; les prix ont pu être diminués de 27 %³¹ et leur indexation sur le prix de l'énergie fossile a été atténuée et ne porte que sur 20 % de la facture. Des progrès ont été réalisés sur l'information individuelle du consommateur, sur celles des données d'exploitation du réseau qui le concernent, sur la façon de maîtriser sa consommation.

Ces indications montrent à quel point l'image des réseaux est *en général* négative. Pourtant plusieurs villes, grandes ou petites, sont très fières de leurs réseaux de chaleur. Il faut donc distinguer ce qui relève de la réalité objective et ce qui relève de l'image.

1.2- La facture

Il est vrai que la facture est incompréhensible et que les comparaisons entre les réseaux de chaleur sont très malcommodes pour ne pas dire impossibles, ce qui ouvre la porte à toutes sortes de suspicions – attisées sans doute par les entreprises concurrentes.

La facture est très généralement binomiale. Le R1 est exprimé en €/MWh ; c'est le coût de l'énergie. D'un réseau à l'autre, en avril 2004, il allait, hors TVA, de moins de 10 €/MWh à 45 €/MWh. Quant au R2, qui prend en compte la fourniture d'électricité et les charges d'exploitation, il s'exprime selon la puissance souscrite ou selon la surface du logement. Dans le premier cas il va de 0,68 à 67 €HT/KW, dans le second cas, il va de 2,63 à 4,72 €HT/m². S'y ajoute parfois une « surtaxe » qui va de 1 € à 15 € soit pour permettre à la collectivité de rembourser ses investissements dans le cas de l'affermage, soit pour l'amortissement des travaux.

Au total, sur les cent réseaux qui ont répondu à l'enquête, la facture TtC va de 420 €TtC/an à 900 €TtC/an.

Et cela ne représente pas les dépenses totales, mais seulement ce qui est facturé. Pour obtenir le coût total, il faudrait ajouter l'amortissement des installations internes au bâtiment, qui ne sont pas « récupérables » sur les charges locatives.

1.3- L'individualisation des charges

Les gestionnaires de réseaux et les bailleurs s'interrogent pour savoir s'il convient de mettre des compteurs dans chaque logement.

Le principal argument contre la pose de compteurs individuels est le coût, non seulement le coût du compteur mais aussi le coût de la relève. Dans certains immeubles, il faudrait même installer plusieurs compteurs. Un autre argument est plus sociologique : si le comptage est individuel, il y aura du « vol de chaleur » lorsqu'un usager préférera ne pas se chauffer tout en étant chauffé par ses voisins. On fait aussi remarquer qu'il ne serait pas juste que celui qui habite au coin d'un immeuble dépense plus que les autres.

En sens opposé, le témoignage recueilli au Danemark est très net : l'individualisation des charges de chauffage a entraîné une baisse de la consommation de 15 %.

Il semble que l'individualisation du chauffage l'emporte aussi en France. Dans les nouveaux immeubles collectifs, en 2002 34000 appartements ont été équipés d'un chauffage central au gaz individuel, 41 000 d'un chauffage électrique individuel et seulement 7000 d'un chauffage central collectif au gaz et 4000 d'un chauffage urbain. Le chauffage collectif au gaz a toujours été minoritaire comparé au chauffage individuel au gaz, mais le phénomène s'est amplifié récemment.

³¹ Cette baisse, qui peut paraître miraculeuse, s'explique grandement par le fait qu'un renouvellement de concession n'a plus à financer un réseau déjà installé.

Cette évolution peut surprendre puisque, du fait de la tarification du gaz, le coût total d'un chauffage individuel au gaz est sensiblement plus cher que celui d'un chauffage collectif au gaz : selon Amorce, 1014 euros par an TtC contre 883 euros. Plusieurs raisons semblent néanmoins l'expliquer. Peut-être les occupants préfèrent-ils payer exactement ce qu'ils consomment, ce qui leur donne le sentiment de mieux maîtriser leur consommation. Sans doute font-ils effectivement attention à ne pas chauffer leur appartement lorsqu'ils ne l'occupent pas (ce qui est néanmoins pris en compte dans le calcul du coût total de chauffage fait par Amorce). Mais, dans les faits, ce n'est pas l'occupant qui décide, c'est plutôt le bailleur. Or celui-ci peut trouver avantage à ne pas avoir à s'occuper de récupérer auprès de ses locataires les charges de chauffage alors que Gaz de France et EDF sont parfaitement outillés pour cela.

C'est pourquoi les gestionnaires de réseau de chaleur prennent conscience qu'ils devront de plus en plus proposer aux bailleurs et aux occupants le service d'individualiser les charges de chauffage. Techniquement, il n'y a pas de difficulté à mettre un compteur dans chaque appartement, à condition toutefois que l'appartement ne soit desservi que par une canalisation. Le coût de l'installation, de la relève des compteurs et de la facturation est de 50 à 100 €/logement selon la taille de l'unité de facturation. Comme il s'agit d'une fonction spécifique qui demande du métier, les gestionnaires de réseaux pourront avoir intérêt à sous-traiter le relevé des compteurs et la facturation à une entreprise spécialisée.

Le fait que les consommateurs préfèrent que leurs charges soient individualisées n'est donc pas un handicap pour les réseaux de chaleur. Au contraire le surcoût est inférieur à la différence entre le coût du chauffage individuel et du chauffage collectif.

1.4- Les charges récupérables et celles qui ne le sont pas ; la modulation du loyer

Savoir si une charge payée par le bailleur est ou n'est pas « récupérable » sur le locataire est l'objet de l'attention la plus vive de la part des associations de locataires. Tout ce qui relève de l'investissement, de l'amortissement et du gros entretien doit rester à la charge du propriétaire ; ce qui relève de la gestion, de l'entretien courant et du coût de l'énergie est « récupérable » par le bailleur sur le locataire. Or le bailleur répercutait toute la facture qu'il reçoit du gestionnaire de réseau. Depuis une décision de la Cour de Cassation de mars 2005, il ne peut répercuter que les dépenses de gestion et non ce qui a trait à l'investissement. La Cour n'a pas voulu considérer que le service rendu, un service de chauffage, comporte nécessairement une part d'investissement ; restant à la lettre des textes, elle considère, non l'ensemble du service, mais les calories seulement. Or, dans le prix de revient d'un réseau de chaleur, la part d'investissement est beaucoup plus importante que pour un chauffage individuel ou collectif. Le bailleur se voit donc obligé de garder à sa charge une part plus importante du coût total alors que, dans la construction sociale, le montant total de l'investissement est plafonné. Ce qui n'est pas récupéré est inséré dans le loyer sans qu'il soit possible aujourd'hui de faire de distinction entre les appartements selon qu'ils sont ou non raccordés à un réseau de chaleur.

Le ministère de l'équipement vient de mettre en place un groupe de travail pour revoir l'ensemble de cette question de la répartition des charges entre le propriétaire et le locataire.

1.5- Dans le cas des copropriétés, rendre plus facile la décision de se raccorder à un réseau de chaleur

La première condition pour que soit prise la décision de se raccorder à un réseau qui utilise une énergie non fossile est que cela permette de diminuer les coûts. Nous avons proposé que le réseau reçoive une aide pour abaisser, voire annuler, le coût du raccordement facturé à un nouveau client puisque c'est une des façons les moins coûteuses de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre. Mais cela ne suffira pas toujours car, quel que soit l'intérêt de l'opération pour les habitants, en cas de copropriété il faut un accord de 75 % des votants.

Cette disposition pourrait être allégée dans le cas de raccordement à des réseaux classés : une majorité simple, au lieu d'une majorité de 75%, pourrait suffire –voir ci-dessous au sujet du classement des réseaux.

1.6- La nécessité d'un Observatoire des coûts et des prix

Etant donnée la difficulté rencontrée à connaître les coûts et vu l'ampleur de l'écart entre les factures et les coûts, un Observatoire des coûts nous paraît nécessaire.

Tous les réseaux qui reçoivent une aide publique seraient tenus de lui donner des informations sur la formation de leurs coûts. Cette obligation sera imposée par l'Etat aux réseaux qui reçoivent une aide de l'ADEME ou toute aide de l'Etat ou de l'Union européenne et, si elles le décident, par les collectivités locales concédantes ou par celles qui accordent une subvention.

Les informations sur le coût de la chaleur seront données sous une forme standardisée qui distingue, comme nous l'avons fait dans cette étude, la charge d'investissement (chaudières, réseau et sous-stations), le gros entretien et l'entretien courant, le prix de l'énergie de chauffage par type d'énergie, le coût de l'énergie de fonctionnement, les frais de gestion, les impôts, taxes et redevances, les marges.

Nous proposons que ces informations soient données en détail à l'Observatoire ; la façon dont celui-ci les rendra publiques doit être débattue. Il se peut que la meilleure méthode soit que l'Observatoire publie des informations regroupées soit par type de dépense, soit par type de réseau ; il indiquera dans chaque cas la moyenne et la dispersion autour de la moyenne. En tout cas, l'Observatoire indiquera à chaque réseau comment *chacun* de ses postes de dépenses se situe par rapport aux autres réseaux.

L'Observatoire sera géré par un comité regroupant notamment le SNCU, syndicat national du chauffage urbain, l'Union sociale pour l'habitat, des représentants des consommateurs et l'association des maires de France. L'administration y sera présente par les ministères de l'économie et de l'industrie (DGEMP, DGCCRF), de l'agriculture, et du logement et par l'ADEME.

Propositions

- Que le gestionnaire de réseau explique les factures : indiquer clairement la part de l'investissement (amortissement et intérêts), du gros entretien, de la gestion courante, de l'énergie
- Que le gestionnaire de réseau montre les efforts réalisés pour diminuer les coûts
- Au plan national, créer un observatoire des coûts de réseaux de chauffage urbain. Cet observatoire standardisera la présentation des factures et fera des comparaisons entre les réseaux.
- Collectivement, que les communes et les gestionnaires de réseau informent les usagers sur les avantages des réseaux, en matière de sécurité de fonctionnement, de protection de l'environnement.
- Que le bailleur social ait la possibilité juridique de moduler le loyer selon que le logement est ou n'est pas relié à un réseau de chaleur.
- Dans le cas des copropriétés, que la décision de se raccorder à un réseau de chaleur puisse être prise à la majorité simple lorsque ce réseau est classé.

Il reste que la principale critique, probablement celle qui emporte les autres, est que le coût du réseau est perçu comme plus élevé que celui des autres modes de chauffage. Cette cherté de la chaleur est d'autant plus mal ressentie que les usagers et le bailleur ont le sentiment d'être liés et de ne pas pouvoir choisir avant très longtemps une autre forme de chauffage. Il sera plus facile de corriger l'image des réseaux lorsqu'ils ne seront plus vus comme plus onéreux. Voir à ce propos le paragraphe 4 ci-dessous.

2- Les réseaux et leurs concurrents

Les concurrents des réseaux de chaleur sont le chauffage individuel au gaz ou à l'électricité, le chauffage collectif à l'électricité ou au fioul. Le chauffage individuel au fioul intéresse des pavillons non raccordés au gaz qui, généralement, ne sont pas les « cibles » des réseaux de chaleur (sauf s'ils se trouvent à proximité d'une conduite).

Nous avons vu plus haut que le chauffage collectif au gaz est, au début de 2006, le mode de chauffage le moins cher. En revanche le chauffage par réseau est moins cher dans le cas où celui-ci est déjà installé et utilise de la chaleur de géothermie, de la chaleur d'UIOM ou de la chaleur cogénérée à partir de gaz, cette dernière étant subventionnée par les consommateurs d'électricité.

Le principal avantage du chauffage au gaz ou à l'électricité, comparé au chauffage urbain, est la modicité de l'investissement initial.

Cet avantage est amplifié par le fait que les réseaux de chaleur sont soumis à la TVA au taux normal non seulement sur la partie variable des coûts, mais aussi sur l'abonnement, alors que les autres énergies livrées par un réseau bénéficient du taux réduit sur l'abonnement. Cette distorsion de concurrence devrait bientôt prendre fin puisque l'Union européenne vient de décider que les Etats pourraient appliquer le taux réduit de TVA aux abonnements à un réseau de chaleur.

La concurrence s'exerce aujourd'hui sur des nouvelles constructions en ZAC situées à proximité de réseaux existants ; par ailleurs, les réseaux existants essaient de raccorder des immeubles situés à proximité. Le réseau peut faire une offre intéressante aux immeubles équipés de chauffage individuel au gaz car il est alors souvent possible d'enlever la chaudière individuelle au gaz, d'installer un échangeur en pied d'immeuble, des conduites d'eau de chauffage dans la colonne technique et un branchement au réseau de chauffage central de chaque appartement. Il est également facile d'ajouter un compteur de chaleur si les habitants souhaitent conserver la maîtrise de leur consommation.

Dans les années 90, EDF exerçait une concurrence très forte avec son offre Vivrelec (une subvention de 1000 à 1500 € pour un logement de 70 m²) mais, depuis, il a changé de pratique. Aujourd'hui, compte tenu des prix atteints par le pétrole et du fait que le tarif public de l'électricité n'a pas changé, 70 % des nouvelles résidences principales sont équipées en chauffage électrique – et cela sans aucune action promotionnelle particulière d'EDF.

GDF, quant à lui, mène à l'encontre des réseaux de chaleur une concurrence très active. Il dispose d'une puissance commerciale hors de proportion avec celles des réseaux de chaleur et peut concentrer ses moyens et faire des propositions très alléchantes non seulement aux bailleurs mais aussi aux communes qui auraient un projet de réseau, à condition qu'elles renoncent à leurs projets. Les exemples sont nombreux, qui se concluent parfois par une espèce de « Yalta » implicite, les bâtiments publics et quelques logements sociaux étant pour le réseau, mais trop souvent par l'abandon pur et simple d'un projet de réseau de chaleur.

Les réseaux de chaleur peuvent mettre en avant la sécurité de fonctionnement et des avantages sur le respect de l'environnement, à l'encontre de la publicité qui parcourt les ondes - « j'aime la nature, je choisis donc le gaz naturel » ou encore « le gaz naturel : l'énergie durable » - tout en cachant son impact sur l'effet de serre, fortement augmenté par la plus petite fuite pouvant se produire depuis le puits jusqu'au compteur³².

Il appartient à l'Etat, comme régulateur, d'autoriser les extensions de réseaux de gaz. Tout projet d'extension doit obtenir une autorisation qui lui est donnée au vu notamment d'un rapport B/I entre les

³² Une fuite de 1% augmente les émissions de gaz à effet de serre du gaz naturel de 7%.

bénéfices attendus et le montant de l'investissement. Ce calcul devrait prendre en compte les émissions de gaz à effet de serre pour une valeur correspondant à un objectif de forte réduction des émissions de gaz carbonique fossile, de l'ordre de 300 €/tC si le pétrole est à 50\$/bl.

L'Etat a la possibilité de faire en sorte que le prix de l'énergie finale à la consommation finale tienne compte des émissions. Le déciderait-il, ce ne pourrait être que par une démarche progressive, par exemple en augmentant d'année en année la TICGN d'une part, la TIC sur le fioul d'autre part.

La position très singulière de Gaz de France et d'EDF

Il se trouve que GDF est à la fois un concurrent très actif des réseaux de chaleur et leur fournisseur pour toutes les installations de cogénération au gaz qui, en tout, produisent un tiers de la chaleur distribuée par les réseaux.

Mieux : comme fournisseur de chaleur, GDF est tenu de financer des actions qui rendent possible une certaine quantité d'économies d'énergie fossile sous peine d'une sanction financière – il en est de même d'EDF. Des communes ou des entreprises soumissionnant à des appels d'offres pour la création de réseaux de chaleur émettant peu de gaz à effet de serre vont donc solliciter GDF et EDF pour contribuer à leur financement. GDF et EDF vont donc se trouver en position d'arbitrer au mieux de leurs intérêts commerciaux et stratégiques la création de réseaux de chaleur – situation assez étrange puisque la création d'un réseau de chaleur est une mission de service public alors que GDF et EDF seront de plus guidés par la logique d'un marché concurrentiel. C'est là un effet de l'extension de la procédure de certificats d'économie d'énergie à l'utilisation d'énergie renouvelable. Cette situation pourrait être corrigée en évitant la relation directe entre GDF ou EDF et tel ou tel réseau de chaleur.

Propositions

- Réorienter la politique de communication de GDF de façon qu'elle ne cache pas l'effet du chauffage au gaz sur les émissions de gaz carbonique fossile.
- En étudiant une demande d'extension du réseau de gaz, que l'Etat ne retienne que les utilisations du gaz pour lesquelles celui-ci est moins cher que les réseaux de chaleur en donnant aux émissions de gaz à effet de serre une valeur compatible avec une division par trois ou quatre des émissions françaises, c'est-à-dire selon nous à 300 €/tC pour un pétrole à 50 \$/bl.
- Lorsqu'il s'agit de rendre possible l'utilisation d'énergie renouvelable, pour éviter la relation directe entre l'origine du financement et sa destination, que le financement venant des distributeurs d'énergie « obligés » transite par un fonds géré dans le respect des règles de service public, transparence et non discrimination notamment – voir au chapitre suivant la création de fonds de développement des réseaux de chauffage.
- Intégrer dans le tarif public du gaz, du fioul et de l'électricité une composante représentant le coût des émissions de gaz à effet de serre. Par exemple, le montant de la TICGN et de la TIC sur le fioul serait progressivement relevé.

3- Les réseaux et les communes

Il ne peut pas y avoir de réseau de chaleur sans l'accord de la commune. Et un réseau ne peut pas s'y développer sans l'implication de la municipalité.

La commune décide de l'implantation et de la capacité de l'usine d'incinération ; elle décide de l'utilisation de la chaleur d'incinération, soit pour faire de l'électricité, soit pour alimenter un réseau de chaleur : on a vu que ce fut souvent l'acte de création des réseaux et que c'est aujourd'hui la seule façon de disposer d'énergie réellement bon marché. Dans certaines communes, on voit l'usine d'incinération produire seulement de l'électricité à peu de distance de la chaufferie au gaz qui alimente le réseau de chaleur ou, plus fréquemment, on observe que les élus chargés de l'environnement ont préféré installer les UIOM loin de la ville.

3.1- Règlements de ZAC ; classement des réseaux

La commune peut obliger tous les habitants ou les occupants d'une ZAC à se brancher sur un réseau de chaleur. Il suffit d'inscrire cette obligation dans le règlement de la ZAC. Alors l'investissement initial entre souvent dans le budget de la ZAC. C'est aussi une bonne occasion pour créer un réseau de chaleur car, au moment des travaux d'aménagement de la zone, les dépenses de pose d'un réseau de chaleur, dans une goulotte commune à d'autres fluides, sont extrêmement faibles. Ils permettent le branchement de logements individuels.

La commune peut demander le « **classement** » du réseau. Un réseau peut être « classé » par le ministre de l'industrie s'il est démontré qu'il n'est pas plus cher qu'un autre mode de chauffage. Aujourd'hui, un seul réseau est classé et fort peu pourraient l'être. Il en serait autrement s'il était décidé, pour apprécier la « compétitivité » du réseau, de tenir compte de son impact sur l'effet de serre. Une fois le réseau classé, sauf dérogation accordée par le maire, toutes les nouvelles constructions doivent se raccorder au réseau. Au-delà de cette obligation, le classement du réseau sera comme une homologation qui incitera les habitants de logements existants à s'y raccorder – ce qu'ils feront plus volontiers si le raccordement est gratuit (voir plus haut).

Proposition

- Alléger la procédure de classement des réseaux de chaleur. Dans l'évaluation du coût de la chaleur et la comparaison avec d'autres modes de chauffage, compter les émissions de gaz carbonique évitées à hauteur de 300 €/Tonne de carbone.

3.2- Concession ou autre méthode

Entre les différentes procédures possibles, la commune choisit en général la formule de la concession. S'il s'agit d'une première concession, le concessionnaire doit financer les investissements et remettre au concédant, en fin de concession, des équipements en bon état. Certains contrats prévoient que le concédant paiera au concessionnaire la valeur des équipements ; mais, en général, ces biens, dits « biens de retour », sont cédés sans contrepartie. Le titulaire de la seconde concession pourra alors proposer des prix de la chaleur sensiblement inférieurs (comme ce fut le cas dans la communauté urbaine de Lyon). Mais cette méthode ne facilite pas le premier investissement.

La commune peut également décider de financer elle-même les équipements, tout au moins le réseau proprement dit : il s'agira alors d'un équipement public au même titre que les rues, les trottoirs ou les parkings, c'est-à-dire un équipement permanent, que tout le monde n'utilise pas mais qui est à la disposition de tous. La commune se fait rémunérer par une redevance qui couvre les frais de l'emprunt qu'elle aura contracté pour financer l'équipement. On peut concevoir que l'amortissement se fasse sur une très longue période et même qu'il ne se fasse pas, si l'équipement est maintenu en bon état. Alors la redevance est égale à l'intérêt d'un prêt revolving dont l'encours reste constant. Cette méthode présente plusieurs avantages. La commune peut financer cet équipement à un taux plus favorable qu'une entreprise privée. D'autre part, au moment de la création du réseau, le poids de l'investissement dans le prix de revient n'est pas supérieur à ce qu'il sera plus tard. Mais l'endettement de la commune augmentera, ce qui peut être un obstacle si cet endettement est proche de son maximum.

En effet, l'annuité de remboursement du capital de la dette ne peut pas être supérieure à la somme du virement de la section de fonctionnement du budget de la commune vers la section d'investissement et des versements par le fonds de compensation de la TVA.

Propositions

- Permettre aux communes qui implantent un réseau de chaleur et décident de le financer elles-mêmes de dépasser le plafond d'endettement dans la limite de l'annuité en capital des emprunts contractés pour le financement du réseau.

Tout cela ne sera efficace que si le prix de la chaleur apportée par le réseau, vu du consommateur, est inférieur à celui d'une autre forme d'énergie. Il faudra donc une intervention financière extérieure, qui elle-même doit pouvoir être financée.

Chapitre 10

Pour rendre compétitifs les réseaux de chaleur qui émettent peu de gaz à effet de serre fiscalité et financement

Des fonds régionaux de financement de la sylviculture et de la biomasse chaleur

Pour rendre compétitifs les réseaux de chaleur qui émettent peu de gaz à effet de serre il faut une intervention publique sous forme de prêts bonifiés ou d'avances, de subvention ou d'avantages fiscaux (§§ 1 et 2). Il sera possible de financer ces interventions sans ponction supplémentaire sur le budget de l'Etat mais par la création de nouveaux circuits financiers et par une utilisation des procédures existantes qui seront rendues plus efficaces en **effaçant les cloisonnements** qui en limitent la portée.(§ 3).

1- L'intervention publique est justifiée ; elle pourrait être pragmatique et cohérente

Nous avons comparé dans une perspective à moyen et long terme les coûts économiques des réseaux à ceux des autres modes de chauffage. Avec un prix de l'énergie fossile correspondant à un pétrole à 50 \$/bl, en amortissant les installations sur une très longue période et en les maintenant en bon état, s'ils supportent les mêmes impôts que les autres modes de chauffage, les réseaux de chaleur ne sont compétitifs que s'ils sont alimentés par de la chaleur des unités d'incinérations d'ordures ménagères, UIOM.

Certes il appartient à tous les acteurs de diminuer les prix de revient, les gestionnaires de réseaux de chaleur en adoptant les meilleures pratiques et les autorités concédantes en les mettant en concurrence. Mais, sauf cas particulier, cela ne suffira sans doute pas à rendre les réseaux de chaleur moins chers qu'un chauffage au gaz ou au fioul.

Si on se réfère aux émissions de gaz carbonique fossile évitées, la différence de coût avec le mode de chauffage le moins coûteux, le chauffage collectif au gaz ou, dans les zones non desservies par le gaz, le chauffage au fioul, est souvent inférieure à 300 €/par tonne de carbone lorsque ces réseaux utilisent de la biomasse ou de la géothermie (plus tard du charbon avec séquestration du gaz carbonique).

Une intervention publique est donc justifiée. Le plus simple serait de mettre un impôt unique sur toutes les énergies fossiles, mais cet impôt ne pourrait pas être fixé d'emblée à un niveau suffisant.

De toutes façons, les propositions d'action justifiées par des perspectives à long terme doivent tenir compte de la situation *présente*, c'est-à-dire notamment des installations en place et des prix mondiaux de l'énergie tels qu'ils sont aujourd'hui : le prix du gaz tel en vigueur en février 2006 est sans doute proche de ce que serait son prix d'équilibre pour un pétrole à 50 \$/bl alors que le prix du fioul est supérieur ; quant à la ressource en biomasse, les réseaux de chaleur se trouvent en concurrence avec d'autres utilisations, etc.

Les situations et les options possibles sont **très différenciées**. Certaines actions peuvent dégager un bénéfice : arrêter les cogénérations d'électricité et de chaleur à partir de gaz lorsque les installations sont amorties par exemple. D'autres actions sont très peu coûteuses, comme le raccordement de logements situés le long de réseaux existants. La création d'un réseau est une opération plus coûteuse mais, comme on l'a vu, justifiée dans une politique de lutte contre l'effet de serre. Dans cette diversité, pour éviter les « effets d'aubaine » et les surcompensations et par souci d'économie, il est donc préférable que l'intervention publique soit **adaptée à chaque cas**.

Nous voudrions ici mettre l'accent sur la nécessité d'une action **cohérente**.

Il est habituel de considérer indépendamment les différentes formes de l'énergie – biomasse, fossile, nucléaire, solaire, électricité - ou les différents usages – transport, chaleur industrie - et, dans chaque

cas, de fixer des objectifs et de mettre en œuvre des moyens et des procédures spécifiques. Cette façon d'agir pourrait se justifier si les moyens ou les secteurs d'utilisation étaient bien cloisonnés. Mais il n'en est pas ainsi car toutes les formes d'énergie font appel ou peuvent faire appel à deux ressources communes : les moyens financiers du contribuable ou du consommateur et la biomasse.

Même si l'on considère que le « consentement à payer » est différent d'un secteur à l'autre, les moyens financiers consacrés par le contribuable ou par le consommateur à la production d'électricité ou de biocarburant ou à l'isolation des bâtiments ne sont plus disponibles pour autre chose. C'est pourquoi le critère du « coût de la tonne de carbone fossile évitée » en €/tC est très utile pour comparer l'efficacité des divers volets de l'action publique. Nous avons vu au chapitre 8 que ce « coût du carbone » est très différent selon les utilisations énergétiques de la biomasse. Les économies d'énergie peuvent également être jaugées avec ce critère. Elles coûtent très peu lorsqu'ils s'agit de remplacer des équipements en fin de vie ou de procéder à des opérations de réhabilitation mais, sauf exception, le coût des actions qui ne seraient décidées que par la volonté de diminuer les émissions de gaz carbonique serait extrêmement élevé (dépassant souvent le millier d'euros par tonne de carbone). Or les réseaux de chaleur peuvent beaucoup se développer pour moins de 300 €/tC.

Quant au bois, nous avons montré au chapitre 8 qu'il ne suffit pas de créer un nouveau débouché pour que l'offre de bois augmente en quantité suffisante. La politique publique présentera donc **deux volets**, gérés ensemble et indépendamment :

- lorsque le surcoût de la chaleur d'un réseau de chaleur est inférieur à 300 €/tC, faire en sorte que, pour le consommateur, cette chaleur soit moins coûteuse au consommateur que la chaleur d'origine fossile ;

- **et**, lorsque la chaleur vient du bois, faire en sorte que les volumes de bois mis sur le marché augmentent.

Par ailleurs, des études doivent être faites sur la ressource en géothermie, sur les possibilités offertes par des sources de chaleur fatale, notamment la chaleur résiduelle des centrales nucléaires, sur la séquestration du gaz carbonique de chaudières à charbon etc.

2- Rendre la chaleur non fossile des réseaux moins coûteuse au consommateur que la chaleur d'origine fossile

Il s'agit d'abord de diminuer les coûts industriels - c'est-à-dire hors impôts et hors aide - de la chaleur non fossile distribuée par les réseaux, puis de compenser le surcoût.

2.1- Pour diminuer le coût industriel de la chaleur des réseaux

L'Etat a peu de moyens d'agir. Les décisions à prendre relèvent des entreprises et des autorités concédantes.

- Ouvrir la concurrence entre les prestataires de services, les gestionnaires de réseaux.

- Fournir aux réseaux la chaleur des usines d'incinération au prix que nous proposons dans ce rapport, c'est-à-dire le prix qui rend la production de chaleur plus intéressante qu'une production d'électricité vendue au prix de revient de l'électricité produite par les moyens les moins coûteux ; nous pensons que ce prix de la chaleur est inférieur à 9€/MWh.

- Faire financer la pose du réseau par la collectivité locale à l'aide d'un emprunt, celle-ci faisant payer au réseau une redevance égale aux seuls intérêts de l'emprunt, charge au gestionnaire du réseau de le maintenir en parfait état. Les collectivités locales bénéficient en effet de conditions de prêts plus avantageuses qu'un opérateur privé.

- Sous réserve que le prix pour le consommateur soit intéressant, créer de fortes incitations à raccorder les bâtiments existants, notamment tous les bâtiments publics.

- Faire en sorte que le prix du bois ne connaisse pas de hausse excessive : créer des outils financiers adaptés aux besoins du sylviculteur de sorte qu'une sylviculture plus active procure plus de bois : coupes d'arbres mûrs et coupes en vue de la sylviculture (éclaircies, transformation de taillis en futaie etc.) -voir chapitre 8.

2.2- Pour compenser l'écart de coût avec de la chaleur d'origine fossile

Aujourd'hui, la principale méthode est la subvention à l'investissement. Cette méthode est efficace sans doute mais elle demande des mises de fonds importantes et peut induire un suréquipement. D'autre part, elle ne permet pas de tenir compte de l'évolution de l'économie de l'énergie, notamment de l'évolution des prix du pétrole et de la biomasse. Il est donc recommandé de combiner deux modes de financement aidés : la subvention et un prêt à taux variable.

2.2.1- Pour financer les réseaux de chaleur

Des subventions d'investissement

- Continuer de financer l'utilisation de biomasse ou de géothermie par des subventions d'investissement calculées au cas par cas pour compenser le surcoût de cet investissement par rapport à d'autres options qui émettent davantage de gaz à effet de serre, tant que le total de ces subventions équivaut à moins de 300 € par tonne de carbone actualisée à 4 % et cumulée.

- Si ces subventions ont plusieurs sources, que les dossiers soient étudiés par un « comité de financeurs » qui vérifiera que le plafond est respecté

- Veiller à ce qu'un taux élevé de subvention n'ait pas pour effet la création de surcapacité de chauffage à biomasse.

Des prêts indexés partiellement sur le prix de l'énergie fossile.

Le prix des différentes formes d'énergie, y compris les effets d'une politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, peut réserver, dans un sens ou dans l'autre, de grandes surprises. C'est pourquoi la subvention pourrait être accompagnée d'un financement par un prêt dont le taux d'intérêt est indexé sur le coût des énergies. En fait, il s'agit de partager le risque entre le prêteur, le fournisseur de chaleur et l'utilisateur. Cela pourrait être géré par le « fonds régional » dont nous parlons ci-dessous.

2.2.2- Différencier les taxes sur la chaleur d'origine fossile et non fossile

La TVA sur les réseaux de chaleur : 30 à 40 €/tC

- Faire bénéficier les réseaux de chaleur émettant peu de gaz à effet de serre d'une TVA à taux réduit non seulement sur l'abonnement mais *sur l'ensemble des frais variables*. L'effet de cette mesure sera de 4 €/MWh environ, correspondant à 30 ou 40 € par tonne de carbone selon que l'on compare à un chauffage au gaz ou au fioul. Le plafond de subvention sera réduit d'autant.

Une taxe sur la chaleur d'origine fossile : peu d'effet sur les prix

La taxe sur le gaz naturel est de faible montant et les exemptions sont nombreuses. La TIC sur le gazole est très faible. Une nouvelle forme de taxation a été créée récemment par le biais de l'obligation faite

aux distributeurs d'énergie thermique de montrer qu'ils ont rendu possibles des économies d'énergie ou l'utilisation d'énergie renouvelable, sous peine d'une sanction financière. Cette disposition est de nature à procurer des moyens financiers utiles pour développer l'emploi de la biomasse (voir plus loin) mais n'a guère d'effet, à son niveau actuel, sur le prix de l'énergie fossile.

3- Financer les interventions publiques pour développer les réseaux de chaleur

La plupart de dispositions présentées ci-dessus demandent un financement public pour apporter

- d'une part aux réseaux de chaleur utilisant une énergie non fossile une aide au titre de la lutte contre l'effet de serre sous forme de subventions ou de prêts à taux ajusté en fonction du prix de l'énergie fossile,
- et d'autre part à la sylviculture un financement adapté à ses besoins spécifiques, c'est-à-dire une subvention incitative et un financement remboursable, intérêt et capital *in fine*, éventuellement par la livraison d'une quantité de bois fixée dans le contrat.

Il faudra également financer des études et des dépenses de développement pour de nouvelles ressources non émettrices de gaz à effet de serre (géothermie, chaleur fatale ou possibilités de séquestration du gaz carbonique).

Aujourd'hui, les réseaux sont financés par des subventions de l'ADEME, des collectivités territoriales et de l'Union européenne ; quelques régions ont mis en œuvre des programmes d'incitation à la sylviculture. Mais tout cela manque de moyens.

3.1- Créer un ou des fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur

Pour mener une politique cohérente avec ses deux volets, l'un qui facilite l'utilisation de la ressource et l'autre qui agit sur la ressource, et pour réunir et utiliser au mieux des sources de financement d'origine très diverse, il semble utile de **constituer un ou des « fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur »**.

En effet, plutôt que de créer des fonds spécifiquement dédiés aux réseaux de chaleur, il est sans doute préférable de créer des fonds de développement de la biomasse chaleur, étant entendu que l'utilisation par les réseaux de chaleur sera sans doute une voie privilégiée de développement de la biomasse chaleur – ces fonds pourraient s'intéresser également à la géothermie et à la chaleur fatale des UIOM ou de l'industrie.

Ces fonds accorderont des subventions, des prêts à taux variables, des avances remboursables, des prêts à intérêts différés. Ils seront eux-mêmes financés par des dotations non remboursables et par d'autres capitaux acceptant un long différé de remboursement. Ils prendront en charge les risques nés des incertitudes sur le prix de l'énergie et sur la politique nationale et internationale de lutte contre l'effet de serre.

La question de l'effet de serre est, au moins, nationale et la politique fiscale est, pour l'essentiel, nationale. Mais, à bien des égards, l'action à mener est locale ou régionale. Ces fonds pourraient donc être régionaux, avec un fonds national pour assurer des péréquations et éviter les déséquilibres.

Ici, compte tenu de la situation budgétaire de l'Etat, il faut faire preuve de créativité.

3.2- Des dotations au titre de l'approvisionnement en carburant

La raison d'être du plan biocarburant est de disposer de quantités supplémentaires de carburant sans augmenter les importations de produits pétroliers ni les émissions de gaz carbonique fossile tout en

procurant de nouveaux débouchés à l'agriculture. Or il est possible d'atteindre tous ces objectifs en utilisant de la biomasse agricole comme source de chaleur ou en suscitant la sylviculture pour augmenter l'usage thermique du bois, ce qui remplacera du fioul, donc libérera un produit pétrolier qui servira de carburant (le gazole et le fioul sont presque le même produit). Nous avons montré que cette deuxième voie est trois à cinq fois plus efficace que la production directe de biocarburant à tous points de vue : le coût des émissions évitées, la quantité d'émissions à l'hectare, le volume des débouchés agricole, l'indépendance énergétique.

La sylviculture et l'utilisation thermique du bois par des réseaux de chaleur (ou autrement) devraient donc bénéficier du même soutien public que la production directe de biocarburant, exonération partielle de TIC et de TGAP. Cela multiplierait l'efficacité de l'intervention publique.

Proposition

Décider que le distributeur de carburant qui fera une dotation à un fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur

- bénéficiera d'une exonération de TIC égale à la dotation qu'il aura faite. Cette dotation recevra une rémunération si l'efficacité du fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur est supérieure à 2 tC pour 1000 € ;

- pour le calcul de l'exonération de TGAP, sera réputé avoir introduit dans le carburant qu'il commercialise une quantité de biocarburant proportionnelle à la dotation qu'il aura faite (forfaitairement, 3 mètres cubes pour 1000 euros). La technique est très simple. Le distributeur recevra des « certificats d'incorporation » à hauteur de 3 m³ d'équivalent carburant par tranches de 1000 € versé à un fonds.

Les deux points vont ensemble. En effet, le niveau d'exonération fiscale étant ce qu'il est aujourd'hui, le second point n'est en rien incitatif car la valeur du « certificat d'incorporation » sera très faible. En revanche, si la défiscalisation diminue, c'est le premier point qui sera moins incitatif.

C'est une utilisation efficace de l'exonération de TIC : une exonération de TIC de 1000 € permettra donc de remplacer 2 tonnes d'essence et de diminuer les émissions de gaz carbonique de 1 Tonne de carbone si elle est utilisée pour produire de l'éthanol ou de remplacer 3 ou 4 tonnes de carburant et de diminuer les émissions de 3 tonnes de carbone si elle est utilisée pour financer la sylviculture et l'utilisation thermique de biomasse agricole ou forestière dans un réseau de chaleur.

3.3- Mobiliser une épargne peu productive

Les propriétaires d'arbres mûrs disposent d'une épargne dont le revenu est différé, qui rapporte peu mais qui est immédiatement disponible et qui bénéficie d'un régime fiscal favorable. Cette épargne-bois sera mobilisée si le propriétaire trouve une forme d'épargne plus intéressante.³³

Il est donc recommandé que les fonds issus de la vente de bois et investis dans un fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur bénéficient du même régime fiscal que la forêt. Le fonds pourra servir un intérêt en relation avec l'évolution du prix du bois. Il faudra une durée d'investissement minimum avec néanmoins des clauses de sortie anticipée.

Pour éviter que ces placements ne soient utilisés pour tourner la fiscalité sur le capital, les titres qui les représentent seront nominatifs et transmissibles seulement par héritage.

³³ Dans « l'économie de la forêt » - Edisud (1994), j'ai calculé que la valeur des bois trop âgés qui rapportent moins de 2 % par an était de 15 milliards d'euros (100 milliards de francs) ; tout n'est sans doute pas exploitable mais, depuis, cette « épargne bois » a encore augmenté : le volume sur pied augmente de 20 à 30 Mm³ par an.

Une telle mesure coûte peu à l'Etat mais générera de l'activité donc de l'emploi et de la TVA. Elle suppose seulement que l'on accepte de créer un régime répondant aux spécificités de la forêt (durée des investissements, différé des rémunérations).

3.4- Des dotations au titre de l'« économie d'énergie »

La loi a fait obligation aux fournisseurs d'énergie thermique – EDF, GDF, les distributeurs de fioul notamment - de prouver qu'ils auront rendu possibles des économies d'énergie *ou la fourniture d'énergie renouvelable* dans une mesure proportionnelles aux quantités d'énergie qu'ils commercialisent ; à défaut ils seront passibles d'une sanction financière. Ces fournisseurs rechercheront donc les moyens les moins chers de répondre à cette obligation. Les communes désireuses de construire un réseau de chaleur ou les entreprises à qui elles l'auront concédé pourront donc obtenir de ces fournisseurs de chaleur une contribution si celle-ci, ramenée à la quantité d'énergie, est bien placée par rapport à d'autres façons de diminuer la consommation d'énergie fossile.

3.5- Le produit d'un impôt sur l'énergie fossile de chauffage

Ces fonds de développement de l'usage thermique de la biomasse pourront recevoir également une partie du produit d'un impôt sur l'énergie fossile utilisé pour le chauffage, si un tel impôt est institué au titre de l'effet de serre.

3.6- Les limites, les inconvénients et les possibilités du marché de permis d'émettre du gaz carbonique

Il convient de noter ici les limites et même les sérieux inconvénients que présente le système de contraintes posées sur les émissions de gaz carbonique fossile, qui se traduit par un marché de parties de quotas de gaz carbonique. Ce système peut être une incitation faite aux gestionnaires de réseaux de remplacer de l'énergie fossile par une énergie non fossile. Mais là s'arrête sa contribution au développement de l'utilisation d'énergie non fossile pour le chauffage. Si un réseau existant se développe en utilisant une énergie non fossile, il devra augmenter sa consommation d'énergie fossile (pour la pointe) ; il sera alors être obligé d'acquiescer des permis d'émettre alors que les chauffages collectifs ou individuels qu'il remplacera n'y seront pas tenus. Il en sera de même pour un réseau nouveau d'une certaine importance dont la source principale est de la biomasse.

En revanche, le système en cours d'élaboration à la Caisse des dépôts et consignations pourrait être utile. Dès lors qu'un Etat s'engage à respecter un maximum d'émission, il crée un quota national ; or il est admis qu'il pourra affecter une partie de ce quota national à des opérations internes. Le projet de la CDC dit des « projets domestiques » consisterait à gager un financement qu'elle accordera à un investissement qui permettra de diminuer les émissions sur la valeur à terme de ces économies en anticipant le fait que l'Etat lui consentira une partie du quota national en quantité égale. Cette opération financière présente un risque sans doute (quelle sera la valeur des parties de quotas ?). Un opérateur privé ou une commune seraient mal avisés de le courir ; mais la CDC est à même et sans doute désireuse de le prendre pour hâter des investissements utiles. Elle pourrait être très intéressée par les perspectives offertes par les réseaux de chaleur puisque ceux-ci permettent de diminuer à bon compte les émissions de gaz à effet de serre.

3.7- La participation des institutions. Le rôle de la CDC

Au titre de la création d'emplois et de la lutte contre l'effet de serre, les fonds de développement seront également dotés par les institutions : collectivités locales, Union européenne, Caisse des dépôts et consignations.

Le fonds régional pourra être supervisé par un « conseil de surveillance » formé de l'administration de l'Etat en région, du conseil régional, des professionnels.

Disposant de moyens d'intervenir tant sur la production que sur la consommation de biomasse, il veillera à ce que soit respecté un équilibre que le libre jeu de la concurrence ne permet pas d'atteindre de façon efficace.

Du fait de son expertise, la CDC aura un rôle particulier dans la gestion de ces fonds pour répondre au mieux aux souhaits et aux contraintes des apporteurs et des utilisateurs de fonds.

Il faudra notamment veiller à ménager une rémunération et une liquidité suffisantes à l'épargne venant de la coupe de bois, à indexer partiellement sur l'énergie fossile le prix des bois vendus aux réseaux de chaleur, à proposer à chaque sylviculteur exactement le financement dont il a besoin (en montant, en durée), à garantir correctement les créances contre les risques sanitaires et climatiques courus par les plantations ainsi financées, à utiliser les moyens financiers pour susciter et consolider des contrats de longue durée entre les utilisateurs et les fournisseurs de biomasse agricole et industrielle.

Le fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur devra aussi rendre compte de l'efficacité de son action selon les deux critères du coût à la tonne de carbone et, pour évaluer le bon usage du sol, de la quantité d'émission évitée par hectare et par an.

Chapitre 11

Pour développer et créer des réseaux de chaleur qui diminuent la consommation d'énergie fossile et les émissions de gaz à effet de serre

Les propositions

Les réseaux de chaleur présentent l'intérêt de rendre possible l'utilisation de certaines sources d'énergie qui ne peuvent pas être acheminées jusque dans les immeubles. Jusqu'à aujourd'hui, il s'agissait de sources d'énergie bon marché comme le charbon, la chaleur de géothermie ou la chaleur fatale des usines d'incinération ou de processus industriels. Par extension, il a été considéré que la chaleur produite en même temps qu'une production d'électricité est une énergie fatale mais si l'on tient compte des rendements des centrales à gaz CCG d'une part, des performances et des coûts des chaudières à gaz collectives ou individuelles d'autre part, il apparaît que la production séparée de chaleur et d'électricité coûte moins cher que leur production conjointe - *a fortiori* si l'électricité produite séparément est produite à partir d'énergie nucléaire.

Aujourd'hui, la seule source d'énergie qui permet à la chaleur délivrée par les réseaux de coûter moins cher que le chauffage collectif au gaz est la chaleur issue des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) ou de processus industriels. Si le réseau est déjà financé, d'autres formes de chaleur sont compétitives : le charbon, la géothermie.

Pourtant, la nécessité de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre donne aux réseaux un intérêt nouveau en ceci qu'ils permettent d'utiliser massivement de la biomasse, déchets de bois, bois venant de la forêt, déchets de culture ou culture dédiées, soit en combustion directe soit après une méthanisation. Le fait de ne pas émettre de gaz à effet de serre est un avantage qui a une valeur. Si l'on tient compte de cet avantage, il apparaît que l'utilisation de ces matières coûte moins cher que la chauffage collectif ou individuel à partir de fioul ou de gaz, même en comptant le coût d'installation d'un réseau et celui d'une chaudière à biomasse, beaucoup plus chère qu'une chaudière à gaz. De même la géothermie trouve une nouvelle compétitivité qui lui permettra de s'étendre si les économies d'effet de serre trouvent une traduction dans le prix de la chaleur.

Ici nous reprenons les propositions faites dans ce rapport en les organisant ainsi :

- pour rendre la ressource non fossile plus abondante ; pour ne pas perturber la concurrence sur la ressource en énergie non fossile ;
- pour rétablir la vérité des coûts ;
- conséquences sur la PPI, programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité ;
- pour diminuer les coûts et élargir les possibilités de chauffage sans augmenter l'effet de serre ;
- pour traduire dans les coûts l'avantage « effet de serre » ;
- pour financer les mesures publiques qui traduisent l'avantage « effet de serre » ;
- au sujet des relations avec les consommateurs finals, avec les bailleurs

1- Pour rendre la ressource non fossile plus abondante ; pour ne pas perturber la concurrence sur la ressource en énergie non fossile

Augmenter la ressource en bois :

une action « en amont » ; des contrats à moyen terme

1.1- Financer les opérations de sylviculture par des avances ou des prêts remboursables *in fine* ; à tout utilisateur de bois ou organisme intermédiaire entre les propriétaires et l'utilisateur qui passera

avec les propriétaires des contrats de culture, lui-même prenant en charge les travaux et les propriétaires s'engageant à les rembourser par la cession gratuite d'une quantité de bois convenue au contrat.

Mobiliser les bois sur pied qui forment une épargne peu productive

- 1.2-** donner la possibilité aux propriétaires de placer le produit financier de coupes de bois dans un fonds de développement du bois avec le même régime fiscal que celui du bois avant coupe : les titres d'épargne correspondants sont nominatifs et ne peuvent être cédés que par héritage.

Ne pas perturber la concurrence sur la ressource

L'approvisionnement en bois ou en biomasse agricole sera rendu plus difficile par le fait que certaines utilisations de la biomasse bénéficient d'une aide très importante : des producteurs d'électricité à partir de bois ont l'assurance de pouvoir vendre l'électricité à un prix très supérieur aux dépenses évitées au principal producteur d'électricité ; de leur côté, les producteurs de biocarburant bénéficient d'exonération fiscales et de l'obligation faite aux distributeurs de carburant d'incorporer des quantités croissantes de biocarburant.

La concurrence exercée par la production d'électricité à partir de la chaleur de UIOM et du biogaz

- 1.3-** Fixer un prix de reprise égal aux dépenses évitées par EDF, en tenant compte du fait que l'électricité produite par une UIOM est une électricité de base.

- 1.4-** Proposer aux producteurs d'électricité de mettre fin de façon anticipée à leurs contrats, moyennant une soulte qui pourra être égale à l'économie réalisée par la CSPE.

La concurrence exercée par la production d'électricité à partir de bois

- 1.5-** Pour éviter que les appels d'offres aient pour effet de diminuer l'offre de bois aux clients actuels, mettre comme condition à l'exercice de l'obligation d'achat que le producteur d'électricité fasse la preuve que tout le bois qu'il consommera dans les trois ans à venir proviendra des rémanents de coupes de bois ; il présentera *des contrats signés des propriétaires*.

- 1.6-** Pour corriger les effets de ces appels d'offre sur les prix : augmenter le prix de reprise de l'électricité cogénérée avec de la chaleur à partir de bois.

La concurrence exercée par la production de biocarburants

Il est possible d'augmenter les quantités de carburants disponibles sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre en brûlant de la biomasse car cela libère du gazole qui peut alors servir de carburant. Cette méthode est beaucoup trois à cinq fois plus efficace que la production de biocarburant (elle coûte beaucoup moins cher et elle utilise beaucoup mieux le sol).

- 1.7-** Etendre le bénéfice des exonérations de taxe (TIC et TGAP) aux distributeurs de carburant qui contribuent à augmenter les quantités de biomasse utilisées dans les réseaux de chaleur (ce qui libère du gaz et du fioul domestique, ce dernier pouvant être utilisé alors comme carburant).

Les distributeurs bénéficieront d'une exonération de TIC égale à leur participation au fonds de développement de la bioénergie. Pour le calcul de la TGAP, on comptera un mètre cube de carburant pour 200 € de dotation, car telle est l'efficacité moyenne attendue des interventions du fonds.

De nouvelles sources de chaleur non émettrices de gaz à effet de serre

1.8- Faire une étude technique et économique et réaliser un prototype de production de chaleur à partir de charbon avec séquestration de gaz carbonique

1.9- Faire une étude technique et économique de l'utilisation de la chaleur fatale des usines de production d'électricité nucléaire, notamment utiliser les eaux de refroidissement comme source chaude de pompes à chaleur.

1.10- Recenser les sources de chaleur fatale et étudier la faisabilité de leur utilisation en donnant aux émissions de gaz carbonique fossile évitées la valeur de 300 €/tC.

2- Rétablir la vérité des coûts et en tirer les conséquences

2.1- Ne pas faire bénéficier les UIOM du bénéfice de l'obligation de rachat d'électricité – sauf lorsque la production d'électricité *se limite* à utiliser la chaleur de haute température, impropre au réseau de chaleur.

2.2- Inciter les collectivités locales à ramener **le prix de cession de la chaleur d'incinération** à la valeur seuil qui rend la production de chaleur plus intéressante que la production d'électricité.

Les dépenses nécessaires pour mettre la chaleur d'incinération à la disposition du réseau de chaleur sont très faibles.

Les subventions accordées au réseau (pour porter la chaleur de l'usine au réseau, pour trouver de nouveaux clients) seront plus importantes si le prix de cession de la chaleur est plus bas.

2.3- Ne pas faire bénéficier la cogénération de chaleur et d'électricité à partir de gaz du bénéfice de l'obligation d'achat.

Car la cogénération, comparée à une production séparée d'électricité à partir de gaz et de chaleur à partir de biomasse, ne permet pas de diminuer les émissions de gaz à effet de serre ; acheter l'électricité plus cher revient à privilégier un chauffage au gaz par rapport à un chauffage non fossile.

2.4- Pour les contrats de cogénération en cours, rechercher un accord avec les producteurs pour arrêter la production au plus tôt ; affecter à cette fin des sommes égales aux économies de CSPE

Ces sommes seront versées directement au producteur d'électricité pour le dédommager de la rupture du contrat de vente d'électricité, à condition que celui-ci produise lui-même de la chaleur non fossile pour alimenter un réseau de chaleur.

2.5- Au-delà de 2012, supprimer l'obligation d'achat d'électricité produite à partir de cogénération ou de biomasse.

2.6- Vérifier que les pratiques de GDF et de EDF ne perturbent pas la concurrence ; interdire les « actes commerciaux » de fournisseurs d'énergie fossile là où existe un réseau ou un projet de création de réseau.

2.7- Réorienter la politique de communication de GDF de façon qu'elle ne cache pas l'effet du chauffage au gaz sur les émissions de gaz carbonique fossile.

2.8- En étudiant une demande d'extension du réseau de gaz, que l'Etat ne retienne que les utilisations du gaz pour lesquelles celui-ci est moins cher que les réseaux de chaleur en donnant aux

émissions de gaz à effet de serre une valeur compatible avec une division par trois ou quatre des émissions françaises, c'est-à-dire selon nous à 300 €/tC pour un gaz à 40 €/MWh.

Par ailleurs : lorsqu'il s'agit de rendre possible l'utilisation d'énergie renouvelable, pour éviter la relation directe entre l'origine du financement et sa destination, que le financement venant des distributeurs d'énergie « obligés » transite par un fonds géré dans le respect des règles de service public – voir proposition 6.2.

3- Conséquences sur la PPI, programmation pluriannuelle d'investissement de production d'électricité, des propositions sur la production d'électricité à partir de bois, à partir de la chaleur des usines d'incinération des ordures ménagères et, en cogénération, à partir de gaz.

3.1- Introduire dans la PPI, programmation pluriannuelle d'investissement de production d'électricité :

1- l'arrêt de la production d'électricité à partir de gaz lorsque cette cogénération alimente un réseau de chaleur ;

2- une forte baisse de production d'électricité à partir des usines d'incinération de déchets, l'essentiel de l'énergie d'incinération devant être orienté vers des réseaux de chaleur.

4- Pour diminuer les coûts et élargir les possibilités de chauffage sans augmenter l'effet de serre

4.1- Créer de nouvelles UIOM et utiliser toute la chaleur dans des réseaux de chaleur.

Revoir les plans départementaux en prenant comme un fait que les prix de reprise de l'électricité seront désormais calculés selon le meilleur coût de production d'électricité, c'est-à-dire le coût de production nucléaire à partir de 2012.

4.2- Cofinancer avec les professionnels une étude sur le coût des réseaux dans d'autres pays de l'union européenne, notamment le Danemark et la Suède.

4.3- Inciter les opérateurs de réseaux à s'organiser pour susciter des offres au meilleur coût : regroupement de marchés, appels d'offre européens.

4.4- Financer des recherches de variétés agricoles ou forestières très productives.

4.5- Pour diminuer le coût financier de la création d'un réseau de chaleur, considérer qu'il s'agit d'un investissement public pris en charge par la collectivité, financé par un emprunt de très longue durée (revolving), la collectivité faisant payer seulement le montant des intérêts. Augmenter le plafond légal d'endettement des communes qui décident ce type d'investissement.

4.6- Apporter un concours aux communes qui équipent les ZAC de réseaux de chaleur et rendent les branchements obligatoires.

4.7- En cas de cogénération d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse, fixer un prix de reprise de l'électricité qui tient compte des émissions de gaz à effet de serre.

5- Pour traduire dans les coûts et les prix l'avantage « effet de serre »

5.1- Participer au financement de tout investissement qui a pour effet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

Par exemple : remplacer le charbon par de la biomasse, densifier la clientèle sur les réseaux existants, alimenter les réseaux existants par la chaleur d'UIOM aujourd'hui utilisée pour produire de l'électricité, remplacer la chaleur produite par des unités de cogénération à partir de gaz, créer de nouvelles sources de chaleur sur les réseaux existants (chaudière à biomasse, géothermie) ; créer de nouveaux réseaux.

Ce financement prendra la forme d'une subvention ou d'un prêt dont le taux d'intérêt est fonction du prix à la consommation finale de l'énergie fossile. Le total des financements publics, en équivalent subvention, ne dépassera pas le surcoût de l'option qui permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, comparé à la solution la moins coûteuse et devra rester inférieur à 300 € par tonne économisée, cumulée et capitalisée au taux de 4 %.

Dans le cas de remplacement d'une usine de cogénération qui ne serait pas financièrement entièrement amortie, la subvention peut s'ajouter à l'apport de la CSPE pour compenser ce qui n'a pas encore été amorti.

5.2- Imposer au taux réduit de la TVA la fourniture de chaleur par des réseaux de chaleur qui, pour plus de 70 %, utilisent des énergies non fossiles.

6- Pour financer les mesures publiques qui traduisent l'avantage « effet de serre »

6.1- Créer un « fonds de développement de la sylviculture et de la biomasse chaleur » ou – mieux- de fonds régionaux.

Ce fonds sera alimenté de plusieurs façons.

Rappel

Proposition 1.7 : Des dotations venant de distributeurs de biocarburants qui, ce faisant, bénéficieront d'une exonération égale de TIC sur les carburants et d'une réduction de la TGAP en comptant 1 m3 de carburant fossile remplacé pour 300 €.

Proposition 1.2 : Des placements provenant du produit de la coupe de bois.

Nouvelles propositions

6.2- Des dotations faites par les « obligés » au titre des économies d'énergie fossile.

Ces dotations seront une façon de répondre à l'obligation ; les économies d'énergie fossiles seront comptées à hauteur de 1GWh cumulé actualisé à 4 % pour 20 € de dotation.

6.3- Des dotations d'institutions telles que les collectivités locales.

6.4- Des dotations d'organismes financiers, notamment la Caisse des dépôts et consignations. Celle-ci pourrait y affecter des sommes qu'elle prévoit de consacrer à au financement des « projets domestiques », programme en cours d'élaboration.

6.5- Le produit d'une taxe sur toute énergie fossile utilisée à des fins thermiques ; cette taxe sera d'abord très modérée, de l'ordre de 1 à 2 c€/litre de fioul.

Cette taxe serait comme l'amorce d'une « taxe carbone ».

7- Les relations avec les consommateurs finaux, avec les bailleurs, avec les consommateurs

7.1- Créer un « Observatoire des coûts et des prix des réseaux de chaleur ».

7.2- Sur avis de cet observatoire, rendre obligatoire une information claire.

Etant donné qu'un client des réseaux est lié de façon presque irréversible à son fournisseur, c'est là une exigence minimale.

7.3- Que la facturation en frais fixes et coût de l'énergie soit claire et conforme à la réalité de coûts.

7.4- Que le gestionnaire de réseau montre comment il agit pour diminuer le coût de la chaleur.

7.5- Faire en sorte que le bailleur ait la possibilité de faire payer par l'occupant le coût complet de la chaleur de réseau, soit sous forme de charges récupérables, soit par une modulation du loyer selon que le logement est ou non raccordé à un réseau de chaleur.

7.6- Dans l'évaluation économique du réseau dans la perspective d'un « classement », tenir compte de l'avantage « effet de serre » à hauteur de 300 €/tC pour un pétrole à 50 \$/bl.

7.7- Lorsqu'un réseau est classé, dire qu'une copropriété peut décider de s'y raccorder par une décision à la majorité simple – et non des trois quarts.

8- Améliorer l'image des réseaux de chaleur

8.1- Montrer à la population que les réseaux de chaleur sont un moyen efficace de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, lorsqu'ils sont alimentés par la géothermie, la biomasse, la chaleur des usines d'incinération ou éventuellement, plus tard, du charbon avec séquestration de gaz carbonique ou la chaleur fatale de la production d'électricité nucléaire

8.2- Montrer à la population les autres avantages : sécurité d'approvisionnement, suppression des risques d'incendie ou d'explosion, simplicité de gestion, lutte contre la pollution locale (dioxine, COV, NOx).

Dans le contexte qui se dessine où l'énergie fossile sera durablement plus chère qu'elle n'a été (un pétrole entre 40 et 50 \$/bl) et susceptible de violents soubresauts dus aux incertitudes stratégiques et où la lutte contre l'effet de serre deviendra une exigence prioritaire, les réseaux deviennent un moyen non seulement intéressant, mais indispensable : ils peuvent **réduire les émissions** dues au chauffage de 4 à 5 millions de tonnes de carbone, soit environ **15 % des émissions dues au chauffage** – bien davantage si les dépenses nécessaires à la séquestration du carbone sont inférieures à 200 ou 300 € par tonne de carbone.

La population doit en être consciente. Elle doit donc être informée des success-stories qui existent en France (Paris, Grenoble, Lyon, Metz, Felletin, Colmar et bien d'autres) et à l'étranger (Autriche, Danemark, Suède, Norvège, etc.) et aussi des possibilités nouvelles, si la France entend réellement réduire sa dépendance énergétique et lutter contre l'effet de serre.

Nous citerons pour finir deux exemples de possibilités nouvelles très significatives.

Dans une petite ville, un réseau de chaleur alimenté par de la biomasse agricole ou forestière vient d'être construit pour alimenter le centre ville ou seulement un lotissement. Le gestionnaire du réseau, concessionnaire de la ville, a passé un contrat à long terme avec un ensemble de propriétaires agricoles ou forestiers à moins de cinquante kilomètres de là. La commission locale des services publics tient régulièrement des réunions publiques pour informer la population sur les coûts, les progrès techniques,

les bonnes pratiques de la ville et d'autres communes exemplaires en France ou à l'étranger. Les habitants verront ainsi près de chez eux pousser l'énergie thermique dont ils auront besoin, une énergie sûre et qui n'émettra pas de gaz à effet de serre. Un exemple de développement durable.

A Paris pourrait être expérimentée une chaufferie au charbon dont le gaz carbonique sera récupéré et stocké dans des couches aquifères profondes. Là aussi l'énergie thermique utilisée est abondante et sûre et son utilisation n'émet pas de gaz à effet de serre. Pourront agir de même les grandes villes qui ne sont pas trop éloignées des lieux où il est possible de stocker le gaz carbonique, c'est-à-dire le Sud-Ouest, le Nord et l'Est de la France.

Deux exemples tout à fait réalistes qui montrent les possibilités des réseaux de chaleur, au service des nouveaux enjeux économiques, stratégiques et environnementaux.

ANNEXE 1



Le Ministre délégué à l'Industrie

05-091
16 MAI 2005

Paris, le 12 MAI 2005

Monsieur le Vice-Président,

Les perspectives tracées par le Premier ministre en matière de lutte contre le changement climatique invitent à explorer les modes de production ou d'utilisation d'énergie qui émettent peu de gaz à effet de serre.

Une attention particulière doit être portée aux secteurs résidentiel et tertiaire dont la consommation d'énergie à usage thermique représente le tiers de la consommation totale d'énergie.

Cette consommation d'énergie sera diminuée grâce à une amélioration de l'isolation des bâtiments mais cela ne suffira pas. Il faudra également utiliser autant que possible des énergies autres que d'origine fossile.

Parmi ces formes d'énergie, plusieurs ne peuvent pas être acheminées aisément jusqu'à leur lieu d'utilisation. Il en est ainsi en particulier de la biomasse, de la géothermie et de l'énergie issue du traitement des déchets. L'utilisation massive de ces sources d'énergie passe par le développement des réseaux de chaleur.

La rentabilité d'un réseau dépend essentiellement du prix relatif de l'énergie qu'il utilise. Il convient d'envisager le cas où le prix de l'énergie à la consommation finale augmente, que ce soit le résultat du marché des ressources fossiles ou d'une politique nationale ou communautaire de lutte contre l'effet de serre.

C'est pourquoi je vous demande de diligenter une étude sur les réseaux de chaleur.

Elle portera sur les aspects économiques en retenant des hypothèses suffisamment ouvertes sur le prix de l'énergie fossile à la consommation finale.

Elle abordera également les aspects fiscaux (TVA sur l'abonnement et sur l'énergie notamment) et juridiques, notamment la procédure de « classement » qui fait obligation aux riverains de se brancher sur le réseau.

En décrivant la situation actuelle, elle dira quelle est la consommation unitaire de chaleur selon les différents types de réseau.

Monsieur Rodolphe GREIF
Vice-Président
Conseil Général des Mines

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE

Elle conduira à des propositions tendant à inciter les consommateurs finaux à utiliser cette énergie de la façon la plus rationnelle ; en particulier elle fera le point sur la possibilité pratique d'installer des compteurs individuels.

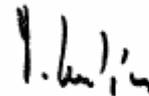
Lorsque l'économie générale d'un réseau de chaleur est favorable, cette étude proposera des procédures et des modes de financements qui en permettent la réalisation effective.

En tenant compte des aspects techniques (notamment les délais de mise en place de nouveaux réseaux), administratifs et économiques (notamment les composantes des coûts), elle tentera enfin d'estimer l'extension des réseaux et les quantités de chaleur consommées par ce moyen en fonction du prix de l'énergie fossile à la consommation finale.

Pour mener à bien cette étude, vous pourriez utilement vous rapprocher des services du ministre de l'Équipement, notamment le Conseil général des ponts et chaussées.

Les résultats de cette étude me seront remis à la fin de l'année 2005.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Vice-Président, l'assurance de ma considération distinguée.



Patrick DEVEDJIAN

ANNEXE II

Liste de personnes consultées

Organisations collectives

Brigitte Brogat	Union syndicale pour l'Habitat - conseiller technique
Olivier Ferry	AMORCE - responsable énergie-réseaux de chaleur
Jean-Claude Boncorps	Président du Syndicat national du chauffage urbain SNCU
Patrick Faisques	Secrétaire général de FG3E
Didier Lenoir	Président du Comité de liaison des énergies renouvelables

Entreprises

Michel Andrès	Directeur général de SEMHACH
Alain Fémeau et ses collaborateurs	Directeur général de la Compagnie de chauffage de Grenoble
François Dupoux et ses collaborateurs	Président de Compagnie parisienne de chauffage urbain
Bruno de Monclin	Elyo- Directeur régional Ile de France
Frédéric Hug	Suez-Energie-Service
Gérard Millière et ses collaborateurs	Directeur de Dalkia Centre Méditerranée
Denis Givois	Dalkia France, directeur délégué aux établissements

Ingénieurs conseils

Serge Defaye	Débat
Jacky Deslandes	Saunier et Associés
Yves Coron et Etienne Cayrel	SIEL – chef du service Energie environnement
Jean-Pierre Tachet	SOCCRAM

ADEME

Jean-Louis Bal	Directeur des énergies renouvelables
Daniel Clément	Directeur de la recherche
Maurice Dohy	Chef du département Bioressources
Jean-Christophe Pouet	Département bioressources
Isabelle Migliore	Département bioressources

Collectivités territoriales

Michel Pinton	Maire de Felletin
Jean-Claude Darmengeat	Vice-président du Conseil régional du Limousin
M. Bélot	Sénateur maire de Jonzac

Autres

Christian Fouillac	BRGM, directeur de la recherche
Alexandre Rojey	IFP, directeur de la coordination du développement durable
Jean-Xavier Morin	ALSTOM Power boilers, chef du département R&D
Christian de Perthuis	Caisse des dépôts et consignations – mission Climat

ANNEXE III

Incinération, cogénération Quel est le « coût » de la chaleur

Note de méthode – quelques applications numériques

La question des « coûts » lorsque plusieurs services sont rendus ensemble est une question compliquée. Cette note expose la méthode qui a été suivie et donne quelques applications chiffrées.

Calculer un coût n'a de sens que dans une situation donnée et pour comparer les unes aux autres les décisions pouvant être prises à partir de cette situation. La façon dont le coût est évalué dépend donc et de la situation et de l'acteur en situation de choisir. Celui-là évalue quelles seront ses dépenses et ses recettes selon les options possibles ; il n'a pas à tenir compte des dépenses passées.

En effet, pour l'évaluation des coûts, seules entrent en compte les dépenses et les recettes *futures*. Celles-ci dépendent de la durée pendant laquelle un équipement de production peut continuer de fonctionner jusqu'au moment où il sera économiquement justifié de l'arrêter pour le remplacer ou pour arrêter la production.

Dans l'étude des réseaux de chaleur, cette question des coûts intervient souvent de façon assez complexe du fait qu'il s'agit d'investissements longs, que les parties prenantes sont nombreuses et que la chaleur est souvent produite en même temps qu'une autre forme d'énergie ou de service.

Parmi les parties prenantes, nous en créons une, dite « la collectivité nationale », qui comptera comme un avantage le fait qu'une production de chaleur n'émet pas de gaz à effet de serre. Elle donnera au réseau une subvention pour la quantité de chaleur produite à partir de biomasse, de géothermie ou d'incinération des ordures ménagères.

Par ailleurs, pour ajouter des recettes et des dépenses qui interviennent à des moments différents, toutes les parties prenantes n'ont pas le même « taux d'actualisation », qu'il soit explicite ou implicite. La « collectivité nationale » utilise un taux de 4 %.

Nous considérerons ici de façon simplifiée quelques situations, en prenant le point de vue des différentes parties prenantes :

L'élimination des ordures par UIOM et la production d'électricité ou de chaleur.
La production conjointe de chaleur et d'électricité à partir de gaz.
La production conjointe de chaleur et d'électricité à partir de biomasse
La production d'électricité à partir de biomasse.

1- Le contexte

Pour l'exposé de la méthode, nous dessinons un contexte qui représente la réalité de façon simplifiée.

La demande de chaleur

Sur les réseaux de chaleur, la demande est constante la moitié de l'année et nulle l'autre moitié. C'est évidemment une simplification ; mais elle permet d'exposer plus simplement le raisonnement. On regardera aussi le cas où il existe une demande tout au long de l'année (la « base » n'est pas nulle), comme c'est le cas à Paris ou lorsque le réseau dessert une zone d'activité.

Autre caractéristique de ce cadre simplifié : lorsqu'une installation produit à la fois de la chaleur et de l'électricité, elle fonctionne seulement la moitié de l'année s'il s'agit d'une cogénération au gaz, ou toute l'année s'il s'agit d'une UIOM.

La gestion des ordures ménagères

On supposera qu'il n'y a que deux façons d'éliminer les ordures ménagères, la mise en décharge et l'incinération. En effet, s'il y a un tri, il n'entre pas utilement dans le raisonnement.

La production d'électricité

Hors les cogénérations d'électricité et de chaleur pour les réseaux de chaleur, l'électricité est produite par des centrales nucléaires et par des centrales à cycle combiné au gaz, CCG. Nous ignorerons les autres modes de production, qui interviennent peu dans le raisonnement car ils sont saturés ou fonctionnent seulement quelques dizaines ou centaines d'heures par an.

Le parc de production nucléaire

Dès que l'on parle d'électricité, il faut indiquer quelle est la situation du parc de production d'électricité, puisque les coûts fixes et les coûts variables de la production nucléaire sont très différents de ceux d'une production à partir de gaz et que la production d'électricité nucléaire n'émet pas de gaz à effet de serre. Aujourd'hui, la durée de fonctionnement de la centrale marginale est à peu près la moitié des 8760 heures que compte une année. Dans un parc optimal, la durée de fonctionnement de la centrale marginale est de 1/3 des 8760 heures.

Cela ne veut pas dire que quelques tranches nucléaires ne fonctionnent pas plus longtemps que cette durée. Cela veut dire que l'électricité produite par une tranche qui fonctionnerait pendant cette durée ne coûterait pas plus cher qu'une électricité produite par une centrale à gaz qui fonctionnerait pendant la même durée. Cette durée permet de calculer la capacité nucléaire optimale. Cela fait, le fonctionnement des différentes tranches est ajusté pour que la capacité en fonctionnement épouse au mieux l'évolution de la demande. Ce serait une erreur complète de penser qu'il n'est de bon nucléaire que celui qui fonctionne 8760 heures. Certes, ce serait la situation qui maximiserait les superprofits d'un monopole ou de l'oligopole « à la Cournot » que l'on voit se former à l'échelle européenne sous nos yeux³⁴, mais ce n'est pas le but que nous retenons : nous supposons que le but de la politique publique sera de minimiser les coûts dans une politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

La notion de durée de fonctionnement marginale est centrale dans le calcul du parc optimal de production. Comparé à un parc optimal, le parc aujourd'hui est sous-capacitaire en nucléaire.

Il faut surtout distinguer les situations où la capacité nucléaire doit être considérée comme intangible, ce qui est le cas pour les sept ans à venir, et les situations où la capacité nucléaire peut être programmée et ajustée.

Nous aurons à tenir compte des coûts variables de la production d'électricité nucléaire : 7 €/MWh. Les coûts fixes sont de 24 €/MWh pour un fonctionnement en base.

Les CCG

Dans toutes les configurations que nous verrons, les CCG fonctionnent la moitié du temps. Le prix du gaz sera 25 €/MWh ou 30 €/MWh. Le rendement est de 54 %. Le coût du gaz est donc de 65 €/MWh ou 74 €/MWh. Les frais fixes sont de 20 €/MWh pour un fonctionnement en semi base.

Les obligations d'achat d'électricité

Les producteurs d'électricité à partir de la chaleur d'UIOM ou en cogénération avec de la chaleur à partir de gaz ou de biomasse bénéficient d'une obligation d'achat par EDF à un prix fixé par

³⁴ Voir le rapport du CGM et de l'IGF sur la formation des prix de marché de l'électricité <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/rapport-prix-cgm-igf.pdf>, notamment son annexe 4 : <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/rapport-prix-ann4.pdf>.

l'administration. Il y a deux tarifs selon que la production est « en ruban », tout au long de l'année, ou en semi base, supposée ici égale à la moitié de l'année.

Le prix de reprise par EDF de l'électricité produite par un tiers bénéficiant de l'obligation d'achat

Le prix fixé a une partie fixe correspondant aux frais fixes de l'installation de production d'électricité et une partie variable égale à l'énergie gaz économisée par EDF.

2- La chaleur d'incinération ; les émissions de gaz à effet de serre

Trois options sont possibles : la mise en décharge, l'incinération avec production d'électricité seulement, l'incinération avec production de chaleur seulement. On ignore la possibilité de cogénération de chaleur et d'électricité³⁵.

Le décideur est la collectivité locale. Elle a connaissance de tous les éléments du choix : tous les coûts, le prix de reprise de l'électricité, le coût de la mise en décharge. Elle sait aussi que si elle utilise la chaleur dans un réseau de chaleur elle recevra une subvention pouvant atteindre le maximum de 300 €/tC.

Le choix du mode de gestion, incinération ou décharge, tient compte des coûts mais est guidé par bien d'autres facteurs. Une fois la décision prise de construire une UIOM, les deux options sont celles du réseau de chaleur ou de la production d'électricité.

Calcul des dépenses évitées par EDF

La capacité nucléaire peut augmenter

Pour répondre à une augmentation de la demande d'une puissance constante tout au long de l'année, la production d'électricité à partir d'une UIOM évitera la construction d'une capacité de production nucléaire équivalente ; le coût évité est de 32 €/MWh indépendant du prix du gaz.

La capacité nucléaire est fixe ; la capacité de CCG peut augmenter

Supposons que la consommation d'électricité augmente d'une quantité égale tout au long de l'année. Pour y répondre, EDF va faire tourner toute l'année l'unité nucléaire marginale qui ne tournait que la moitié du temps et investir dans une CCG qui tournera la moitié du temps, en semi-base. Les dépenses à engager sont l'acquisition d'une CCG, l'achat de gaz pendant la moitié du temps et les coûts variables pendant la moitié du temps soit :

Coûts fixes d'une CCG travaillant la moitié du temps : 20 €/MWh

Coût du gaz : 46 €/MWh él ou 56 €/MWh él ; coût variable du nucléaire : 7 €/MWh

Dépenses générées par l'augmentation d'une puissance constante : 0,5 fois (20+46 ou 56) €/MWh + 0,5 fois 7 €/MWh soit 37 €/MWh électrique ou 42 €/MWh électrique.

Une UIOM produit une puissance constante. Alors EDF évite les dépenses calculées ci-dessus. Il pourra payer 37 ou 42 €/MWh él selon le prix du gaz.

³⁵ Une formule qui peut être intéressante pour tirer parti de la tranche de température excessive pour les réseaux de chaleur.

Les dépenses de production d'électricité à partir de la chaleur d'incinération

Si le prix de reprise est à ce niveau, la collectivité locale doit calculer si cela vaut la peine d'acheter l'équipement de production d'électricité. Ici nous nous référons à un rapport sur la récupération de l'énergie des déchets en juillet 2000 : selon les indications données alors par la profession, le coût de production d'électricité serait de 46 €/MWh valeur 2000, la chaleur étant comptée pour zéro. Selon d'autres sources, il serait plutôt de 30 €/MWh valeur 2000 – voir un extrait de ce rapport à la fin de cette annexe.

Coûts de production et dépenses évitées

Si la capacité nucléaire peut être augmentée

Alors les coûts évités par la production d'électricité sont inférieurs au coût de production de l'électricité à partir d'une UIOM, même en comptant pour zéro le prix de la chaleur.

Si la capacité nucléaire est fixée

En prenant l'hypothèse basse et en tenant compte de l'inflation, retenons que les coûts spécifiques de production de l'électricité à partir d'UIOM sont de 35 €/MWh. Les dépenses évitées par EDF donnent donc à la vapeur une valeur de 2 €/MWh électrique ou 7 €/MWh électrique soit 0,5 à 2 €/MWh thermique produit si le rendement de production électrique est de un quart, 0,7 à 2,5 s'il est de un tiers. Si la chaleur est vendue seulement la moitié du temps, il suffira que son prix soit supérieur à 5 €/MWh pour que les revenus qu'elles procurent à l'UIOM soient supérieurs au bénéfice de la production d'électricité.

Si les prix de reprise de l'électricité sont supérieurs aux coûts évités, les consommateurs d'électricité paient cette électricité plus cher que si elle était produite au meilleur coût. On peut dire en ce sens qu'ils « subventionnent » la gestion des déchets. Nous ne retenons pas ici cette hypothèse.

Prendre en compte l'effet de serre

Si la capacité nucléaire peut être augmentée

La production d'électricité au lieu de chaleur, non seulement coûte plus cher que la production nucléaire mais encore empêche de remplacer avec la chaleur des UIOM des énergies fossiles utilisées pour le chauffage.

Si la capacité nucléaire est fixe

Supposons dans la suite que le rendement de production de l'électricité est de un tiers. La puissance est de 1 kW thermique, la production d'électricité est de 8760/3 kWh. Cela évite la consommation de gaz nécessaire pour la production de *la moitié* de cette quantité soit 8760/3/2/0.54 kWh soit 2,7 MWh de gaz par une CCG soit des émissions de 0,19 tC. Si toute la chaleur est utilisée dans un réseau, elle évitera une consommation de 8,760 kWh de gaz ou de fioul de chauffage individuel ou collectif émettant 0,75 tC ; l'avantage du réseau est donc de 0,56 tC/an pour une puissance thermique de 1 kW soit 170 € pour 8,8 MWh vendus soit 19 €/MWh. Si seulement la moitié de la chaleur est utilisée, le réseau évitera 0,37 tC d'émission soit 0,18 tC de plus que ce qui est émis par la CCG. Cette économie est de 0,18 tC est évaluée à 48 €/an, pour 4,35 MWh soit 11 €/MWh.

En conséquence

	Prix du gaz	
	25 €/MWh	30 €/MWh
Dépenses évitée à EDF €/MWh élect	37	42
Dépenses de production d'électricité, si la chaleur est donnée	35	35
Prix de la chaleur produite donnant le même bénéfice que la production d'électricité – rendement de 1/3 ; €/MWh thermique	0,6 €/MWh	2,5 €/MWh
Prix de vente de la chaleur équivalent, pour une vente en continu	0,6 €/MWh	2,5 €/MWh
Prix de vente de la chaleur équivalent, pour une vente la moitié du temps	1,2 €/MWh	5 €/MWh
Prix de vente de la chaleur équivalent, pour une vente le tiers du temps	1,8€/MWh	7,5€/MWh
	Vente de chaleur	
Valeur des émissions : 300 €/tC	Totale	50% du temps
Avantage effet de serre de la production de chaleur en €/MWh vendu	19 €/MWh	11 €/MWh

Pour la collectivité nationale, si une collectivité locale a décidé de construire une UIOM, le coût de la chaleur qu'elle produit est donc aujourd'hui de 1 €/MWh. Une hausse du prix du gaz le portera peut-être à 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh si la chaleur n'est vendue q'un tiers du temps.

Or, au prix actuel du gaz, et sans tenir compte de l'effet de serre, un réseau de chaleur est moins cher qu'un chauffage collectif au gaz tant que la chaleur entrant dans le réseau coûte moins de 12 €/MWh, moins de 30 €/MWh lorsque l'on compte les émissions de gaz carbonique pour 300 €/tC. Il est clairement plus intéressant d'utiliser la chaleur des UIOM dans un réseau de chaleur.

Si l'installation de production d'électricité à partir de l'UIOM peut encore fonctionner quelques années.

Alors, le coût de la production de l'électricité est diminué. En effet les dépenses futures d'investissement n'interviendront que dans quelques années. On ne les compte en valeur « actuelle » qu'après les avoir divisées par un facteur fonction de la date d'investissement et du taux d'actualisation. Si l'unité de production d'électricité peut encore fonctionner 10 ans, ce coefficient est de 0,67. Si cette dépense est, comptée à partir d'aujourd'hui de 20 €/MWh dans le cas d'un fonctionnement en continu, elle est de 13,5 €/MWh soit 6,5 de moins. Le coût d'équilibre de la chaleur est donc augmenté de 2 €/MWh thermique produit.

	Prix du gaz	
	25 €/MWh	30 €/MWh
Prix de vente de la chaleur équivalent, pour une vente en continu	2,6 €/MWh	4,5 €/MWh
Prix de vente de la chaleur équivalent, pour une vente la moitié du temps	3,2 €/MWh	9,5 €/MWh

Même sans tenir compte de l'effet de serre, de prix permet de vendre une chaleur moins cher qu'un chauffage collectif au gaz.

Allant plus loin, si l'on tient compte de l'effet de serre, on conclut qu'il vaut mieux arrêter la production d'électricité même si l'unité de production est neuve.

2- La cogénération d'électricité et de chaleur à partir de bois

Voici quelques données chiffrées qui s'inspirent d'un cas réel.

La cogénération de chaleur et d'électricité à partir de biomasse bénéficie d'une obligation d'achat de l'électricité. La rémunération de l'électricité ne comprend pas de partie fixe ; la rémunération au kWh dépend du taux de disponibilité. Si celui-ci est de 85%, elle s'élève à 52 €/MWh. En réalité la rémunération est en moyenne de 45 €/MWh. Ces tarifs doivent prochainement être revus.

Une puissance de 100 kW donne par exemple 20 kW d'électricité, 45 kW de chaleur utilisable, 10 kW de chaleur non utilisable ; 25 kW sont perdus. Si elle fonctionne 8000 heures, elle consomme 600 MWh de bois et fournit 160 MWh d'électricité qui est vendue 7200 € et 360 MWh de chaleur injectée sur le réseau. L'investissement est de 600 €/kW soit 60000€. L'annuité est de 5500 €. Supposons que le prix d'achat du bois soit de 13 €/MWh ; les dépenses d'achat du bois sont donc de 8400 €/an. Après paiement des annuités, achat du bois et vente de l'électricité, les dépenses nettes sont de 6700 € pour 360 MWh de chaleur, soit 19 €/MWh thermique, ce qui est un prix modéré. Ainsi, vue du gestionnaire de réseau, et compte tenu du prix de reprise de l'électricité, un tel investissement se justifie tout à fait.

Du point de vue de la collectivité, on calcule un coût de la chaleur en comparant le prix de reprise de l'électricité au coût de production d'une électricité équivalente, soit 37 ou 42 €/MWh selon le prix du gaz. Retenons 37 €/MWh. Or le prix de reprise est de 45 €/MWh. Pour une production de 160 MWh, l'aide est donc de 1280 € par an, soit 3,5 €/MWh thermique vendu.

Hors cette aide, le coût de la chaleur serait donc de 22,5 €/MWh ce qui est très satisfaisant.

L'aide reçue par un réseau de chaleur qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur à partir de bois est donc très faible. Egale à 3,5 €/MWh thermique, elle équivaut à 50 €/tonne de carbone émis dans l'atmosphère en supposant que l'électricité, sans cette cogénération, soit faite à partir de nucléaire ; deux fois moins si l'on considère que cette électricité serait produite à partir de gaz.

3- La cogénération à partir de gaz v/s électricité de CCG et chaleur de biomasse.

3.1- Coût apparent et dépenses réelles

On calcule le « coût » de la chaleur en se référant à une autre option qui est de produire de l'électricité avec les moyens les plus efficaces ; on appellera « coût de la chaleur » la valeur telle que si l'électricité est produite de la façon la plus efficace et si la chaleur est produite à ce coût, le total des dépenses est égal aux dépenses de production conjointe de chaleur et d'électricité.

Dans un parc optimal, pour une production d'électricité de plus de 3000 heures, mieux vaut une production nucléaire qu'une production à partir de gaz. Mais, en tout état de cause, le parc ne pourra pas être optimal avant une vingtaine d'années. Comparons donc la cogénération avec une production de chaleur biomasse et d'électricité par CCG.

Prenons une cogénération de 100 kW ; son rendement énergétique global étant de 85%, elle produit 40 MW d'électricité et 45 MW de chaleur. Pour que toute la chaleur soit utilisée par le réseau, l'installation fonctionne en semi base.

La cogénération reçoit d'EDF une prime fixe de 40 €/MWh alors que l'annuité représentant le coût de l'investissement d'une centrale CCG travaillant en semi-base est de 20 €/MWh.

Extraits du tableau, paragraphe 2.1 de l'avis de la CRE du 12 juillet 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée.

	Coûts (...) d'un cycle combiné au gaz (€/MWh)		Tarif proposé (€/MWh)	
	Base	Semi-base	Base	Semi-base
Annuité CCG / Prime fixe	7,9	19,2	16,0 à 18,4	38,6 à 44,6

La cogénération reçoit aussi une rémunération en principe égale au coût de la quantité de gaz qu'aurait consommée la centrale CCG (en réalité supérieure de 2 €/MWh) ; celle-ci a un rendement de 54 %. Pour produire la même quantité d'électricité, soit 40 MWh, une centrale CCG consommerait 40/0,54 MWh soit 74 MWh de gaz, qui seront remboursés à la cogénération. Celle-ci doit donc payer une quantité de gaz égale à 26 MWh avec lesquels elle produit 45 MWh de chaleur. Si le prix du gaz est 25 €/MWh thermique, la chaleur coûte au réseau 26/45 fois 25 €/MWh thermique, soit **14,4 €/MWh thermique** Ce qui est très favorable aux réseaux de chaleur. Si le rendement de production d'électricité est 45 %, le coût apparent de la chaleur est de **10 €/MWh** seulement, ce dont se sont bien rendu compte certains gestionnaires de réseaux qui font le minimum de chaleur à partir de leur installation de cogénération. Si le prix du gaz est de 30 €/MWh, le coût apparent de la chaleur est de 17 €/MWh

Mais du point de vue de la collectivité nationale, la situation est bien différente car les consommateurs d'électricité ont payé une prime fixe dont le montant est supérieur de 21 €/MWh électrique à l'annuité d'une CCG, soit 820 € de plus pour une production de 40 MWh d'électricité et 45 MWh de chaleur. Cette dépense supplémentaire est donc de 18 €/MWh de chaleur. Cela veut dire que la production séparée d'électricité et de chaleur coûterait plus cher que la cogénération si la production séparée de chaleur coûtait plus de **32 €/MWh**. A titre de comparaison, comme le prix du gaz est ici de 25 €/MWh, le coût de la chaleur de cogénération est supérieur au coût de la chaleur issue d'une chaudière à gaz produisant seulement de la chaleur.

La première conclusion est donc que la cogénération est plus chère que si l'on produisait de l'électricité à partir d'une CCG et de la chaleur à partir de gaz **distribuée par un réseau de chaleur**.

Si le prix du gaz est de 30 €/MWh, le coût de la chaleur est de 35 €/MWh.

Note : Si l'on prend comme option de référence la production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire, le « coût de la chaleur » cogénérée est encore plus élevé : 42 €/MWh avec un gaz à 25 €/MWh, 53 €/MWh avec un gaz à 30 €/MWh.

La production de chaleur avec une biomasse dont le prix est de 15 €/MWh est de 36 €/MWh. Elle coûte donc que 4 €/MWh thermique de plus que la production de chaleur par cogénération si le prix du gaz est de 25 €/MWh et est au même niveau si le prix du gaz est de 30 €/MWh.

En €/MWh thermique	Prix du gaz	
	25 €/MWh	30 €/MWh
Coût apparent de la chaleur de cogénération		
40 % d'électricité et 45 % de chaleur	14,4	17
45 % d'électricité et 40 % de chaleur	10	13
Coût de la chaleur pour la collectivité nationale		
40 % d'électricité et 45 % de chaleur		
Référence : une centrale CCG	32	35
Référence : une centrale nucléaire	42	53
Coût de production de chaleur biomasse	36	36
Avantage de la biomasse dû à l'effet de serre – 300 €/tC Cf. § 3.2 ci-dessous	9	9
Coût net de la production de chaleur de biomasse	25	25

3.2- Les conséquences du remplacement d'une cogénération par une production de chaleur à partir de biomasse

Sur les émissions de gaz à effet de serre

Remplacer une cogénération d'électricité et de chaleur à partir de gaz par une production d'électricité à partir d'une CCG et une production de chaleur à partir de biomasse a pour effet de diminuer les émissions de gaz carbonique d'origine fossile. Cet effet est de 1 à 1,6 tonne de carbone pour une production de 45 MWh de chaleur soit 3 tC pour 100 MWh.

Si la tonne de carbone est évaluée 300 €, la prise en compte de l'effet de serre s'évalue à 9 €/MWh. Alors la chaleur à partir de biomasse coûte 25 €/MWh c'est-à-dire beaucoup moins que le coût réel de la production de chaleur par cogénération, qui est de 32 à 35 €/MWh.

Effets sur l'emploi, sur les débouchés agricoles, sur l'autonomie énergétique de l'arrêt des cogénérations à partir de gaz

Arrêter les cogénérations de gaz et d'électricité pour la remplacer par un chauffage à partir de biomasse créera de l'emploi en agriculture, améliorera notre autonomie énergétique, découplera le prix de la chaleur de celui du gaz.

La faveur reçue par la cogénération à partir de gaz tient sans doute à son « rendement énergétique » de 85 %. Ce ratio est un bon critère si l'objectif recherché est de diminuer la consommation d'énergie. Alors, non seulement on ne tient pas compte des émissions de gaz carbonique fossile mais encore on ne retient les coûts que pour calculer la « prime à l'efficacité énergétique », dont le montant est calculé en fonction du surcoût du moyen le plus « efficace ».

L'accent mis désormais sur les émissions de gaz à effet de serre révèle que le monde dispose de quantités *trop abondantes* de carbone fossile. Le critère d'efficacité énergétique et celui des émissions de gaz carbonique fossile se disjoignent comme le montre de façon évidente le cas de la cogénération à partir de gaz, alors que la cogénération à partir de biomasse présente de l'intérêt, du moins tant que la capacité nucléaire ne peut pas être modifiée.

4- La production d'électricité à partir de bois

On a montré plus haut que, tant que la capacité de production d'électricité nucléaire est ce qu'elle est, la production d'électricité « en base » permet de remplacer pour environ la moitié une production d'électricité nucléaire à partir d'une centrale existante et pour moitié une production à partir d'une CCG à construire fonctionnant en semi-base. Le coût moyen de l'électricité remplacée est donc calculé à partir de la partie variable du coût de la production d'électricité nucléaire (7 €/MWh) et du coût complet d'une CCG fonctionnant en semi-base (85 €/MWh), soit en tout 46 €/MWh. Comme l'électricité est achetée 90 €/MWh, la différence est de 44 €/MWh électrique produite avec du bois, soit 88 €/MWh produit avec une CCG (la production à partir d'énergie nucléaire n'émettant pas de gaz carbonique fossile). Or pour produire 1 MWh électrique avec une CCG, il faut 1,8 MWh thermique de gaz, soit 0,16 tep qui émettent 0,11 tC. 1 MWh électrique à partir de bois permet d'éviter 0,5 MWh électrique à partir de gaz. L'aide est donc de **800 €/tC**

Naturellement, à partir du moment où l'on peut programmer la capacité de production d'électricité nucléaire, la production d'électricité à partir de biomasse est très coûteuse et ne présente aucun intérêt puisqu'elle consomme une ressource limitée, la biomasse, sans aucun bénéfice sur les émissions de gaz à effet de serre.

Coût de production de l'électricité produite à partir de la chaleur des UIOM

Extraits du rapport sur la récupération de l'énergie des déchets (juillet 2000) ³⁶

« En termes économiques, le coût de production de l'électricité est la différence entre les dépenses engagées pour produire de l'électricité et celles qui auraient dû être engagées si l'on n'en avait pas produit. Si la chaleur des fumées n'est pas utilisée, celles-ci doivent être refroidies pour pouvoir être traitées ; il faut donc une tour de refroidissement avec injection d'un brouillard ; cette opération augmente le débit des fumées à traiter de 50%, donc le coût du traitement. Faute de produire de l'électricité, il faut l'acheter. Pour produire de l'électricité, les postes les plus importants sont non seulement les investissements (y compris le génie civil, les pièces de rechange, le frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre) mais aussi une personne de plus par quart et les frais de gros entretien et réparation.

Pour une usine qui traite effectivement 100 000 T/an de déchets de PCI 2100 Kcal/Kg en 7 500 heures de fonctionnement et qui, avec un rendement de production chaudière-turbo de 20%, produit 48 700 MWh/an d'électricité, la FNADE calcule ainsi le surcoût de la production d'électricité par rapport à l'élimination de la chaleur dans une tour de refroidissement :- l'investissement est de 112 MF incluant le coût de l'équipement en chaudières, turboalternateurs, aérorefrigérant, utilités et auxiliaires, évalués à 70 MF et les coûts annexes à savoir d'une part le génie civil pour 20% du coût des équipements, d'autre part l'électricité, le contrôle commande, les pièces de rechange et les études pour 25 % et enfin la maîtrise d'ouvrage, la maîtrise d'œuvre et les frais financiers intercalaires pour 15 %, soit en tout 60% . Comme la solution alternative coûte 22 MF (y compris un surcoût de 9 MF sur le traitement des fumées), **le surcoût** est de 90 MF, ce qui correspond à **8,5 MF par an.**- en fonctionnement **le surcoût** est de **4,1 MF/an** , soit 7,9 MF pour la production d'électricité (dont 4,1 MF de gros entretien et réparation, estimé forfaitairement à 4% par an de l'investissement) contre 3,8 MF si la chaleur était évacuée (y compris 1,4 MF d'achat d'électricité). Avec ces chiffres, le coût spécifique à la production d'électricité est donc de 12,2 MF.

Le surcoût doit être ramené, non pas à l'électricité produite, mais à l'électricité vendue puisqu'il tient compte de l'économie due à l'autoconsommation d'électricité. Comme l'autoconsommation est de 100 KWh par tonne de déchets, soit 10 000 MWh/an, la production vendue est de 38 700 MWh. Avec ces données, le coût spécifique de production d'électricité est de **32 cme par KWh**. Ce chiffre peut paraître élevé ; c'est pourquoi j'en ai rapporté l'explication détaillée donnée par la fédération professionnelle des gestionnaires de déchets. Cette valeur a servi de référence à la profession lorsqu'elle a négocié avec EDF un prix de reprise de l'électricité – prix qui fut fixé à la signature du contrat à 26 ou 28 cme selon la qualité du courant et qui, par le jeu de l'indexation, approche 28 ou 30 cme aujourd'hui. Ce prix invite à se poser plusieurs questions. Tout d'abord, comme le coût spécifique est supérieur aux recettes procurées par la vente d'électricité, pourquoi ne pas relâcher la chaleur dans le milieu naturel ? A cela plusieurs réponses. Il est probable que le prix de vente de l'électricité continuera d'augmenter selon la formule d'indexation. Et personne ne comprendrait que l'on n'utilise pas la chaleur dégagée.

Il faut aussi se demander si le prix offert par EDF correspond à une réalité économique ou n'est que le résultat d'une négociation. On peut calculer la valeur de l'électricité à partir du coût de production d'EDF ou l'observer à partir des prix de marché.

Note : D'autres sources indiquent que, si les chiffres indiqués par la profession des gestionnaires de déchets peuvent refléter la situation d'installations existantes, il est possible d'obtenir des prix de revient nettement inférieurs. Le rendement de l'ensemble chaudière-turbo peut être supérieur à 20 % (valeur retenue par la FNADE) et approcher 25 %, ce qui diminue, rapporté au KWh produit, le coût des équipements et du fonctionnement. D'autre part, le montant de l'électricité et contrôle commande, des pièces de rechanges, des études, de la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre et des frais financiers intercalaires, peuvent être inférieurs, en tout, à 40 % du montant des équipements. Les frais de gros entretien et réparations peuvent de leur côté être inférieurs à 4% par an du montant de l'investissement. Dans les cas favorables, le surcoût imputable spécifiquement à la production d'électricité pourrait être de 20 cme par KWh. »

³⁶ <http://www2.environnement.gouv.fr/telch/2001-t3/010731-rapport-prevot-dechets-energie.pdf>

ANNEXE IV

Un exemple de tableau de calcul du coût de la chaleur

Une feuille de calcul automatique permet de calculer aisément le coût de la chaleur délivrée par un réseau de chaleur et de le comparer au coût d'un chauffage individuel ou collectif.

Le résultat dépend évidemment de la valeur d'un grand nombre de paramètres : coût de la pose des réseaux, durée de fonctionnement des installations, taux d'intérêts, montant du gros entretien, coût de l'énergie, nombre de branchements par kilomètre, taux d'actualisation, valeur attribuée aux réductions d'émission de gaz carbonique d'origine fossile etc.

A titre d'exemple, on trouvera ci-dessous une sortie de cette feuille de calcul pour montrer comment ont été faits les calculs. Pour une lecture plus facile, ont été regroupés en tête les principaux paramètres puis les principaux résultats.

Pour le calcul du coût du chauffage individuel ou collectif, le prix du gaz et le prix du fioul sont les prix en vigueur en février 2006 affectés d'un coefficient. Dans l'exemple ci-dessous, le coefficient est de 0,8 pour le fioul et de 1 pour le gaz.

Dans cet exemple est calculé le « coût d'usage » du réseau : on y inclut les frais de gros entretiens qui maintiennent l'installation en très bon état et l'on compte les intérêts d'un emprunt permanent, non remboursé ou « revolving ». La valeur attribuée aux émissions de gaz carbonique évitées est de 200 €/tC.

Le coût des réseaux de chaleur

En tête : les principaux paramètres et les résultats puis les calculs

L'avantage effet de serre est calculé en comparaison avec du chauffage au gaz - ou au fioul pour les petits réseaux

	charbon fioul	"bois" fioul	UIOM-fioul	très petits réseaux bois	ville moyenne bois	géothermie région parisienne
Chaudière 1, y/c connexions et génie civil - chaleur seulement						
capacité, en KW	40000	8000	8000	800	7000	7000
montant en euros/KW	300	500	0	650	500	1150
"durée" de fonctionnement à la puissance maxi, en heures	4000	2500	2500	2500	2500	4000
Chaudière 2, y/c connexions et génie civil - chaleur seulement						

capacité, en KW	50000	8000	10000	800	10000	7000
montant en euro/KW	100	100	100	50	100	100
"durée" de fonctionnement à la puissance maxi	420	420	420	200	400	300
Quantités produites, en MWh	181000	23360	24200	2160	21500	30100
Réseau : coût moyen au kilomètre, en k euro	1000	1000	1000	300	500	1000
nombre d'équivalents logements	18100	2336	2420	216	2150	3010
nombre de logements par km	1000	1000	1000	300	500	1000
nombre moyen de logements par sous-station	40	40	40	40	40	40
prix de l'énergie achetée, par MWh entrée chaudière 1	17,6	15	9	15	15	5
prix de l'énergie achetée, par MWh entrée chaudière 2	40	40	40	40	40	40
Taux d'actualisation	4,00%					
Durées d'amortissement en années	chaudière 1000		réseaux 1000		ss-stations 1000	
Valorisation d'une économie d'émission de 1 T de carbone	200	200	200	200	200	200
avantage effet de serre, en euro par MWh livré	-5,4	10,7	10,2	16,3	10,0	11,9
Dépenses par logement, pied d'immeuble Hors TVA : 9800 KWh utiles/logement						
coût complet y/c amortissement de l'investissement initial	706	779	501	855	773	633
idem moins l'avantage effet de serre	772	649	377	656	652	487
Taux d'une subvention	0%	0%	0%	70%	50%	50%
dépenses par log.t, pied d'immeuble, coût complet y/c Am.t dette, hors TVA	706	779	501	695	677	515

9800 KWh utiles càd dépensés par les radiateurs

Pour comparer les dépenses totales de chauffage, réseau ou individuel ou collectif

Indice des prix du fioul et du gaz par rapport aux prix de février 2006	du fioul domestique :		du gaz :			
		0,8		1		
prix au MWh, hors TVA	du FOD : 41		du gaz :	37,7		
Coût hors TVA de la chaleur réseau - hors subventions	charbon fioul	"bois" fioul	UIOM-fioul	très petits réseaux bois	Ville moyenne bois	Géothermie région parisienne
Coût total par MWh livré	57,9	64,0	41,2	70,2	63,5	51,9
Coût total par logement hors TVA des réseaux	1041	1115	836	1190	1108	950
déduction faite de l'avantage effet de serre	1107	984	712	991	987	804
Coût hors TVA des chauffages individuels et collectifs	gaz					
Coût total hors TVA selon hypothèse sur les prix de l'énergie	Gaz collectif	individuel	fioul collectif	électricité		
	866	976	1009	1065		

Les calculs

Investissements	charbon fioul	"bois" fioul	UIOM-fioul	très petits réseaux bois	ville moyenne bois	géothermie région parisienne
Chaudières						
Chaudière 1, y/c connexions et génie civil - chaleur seulement						
capacité, en KW	40000	8000	8000	800	7000	7000
montant en €/KW	300	500	0	650	500	1150
montant de l'investissement, en k€	12000	4000	0	520	3500	8050
"durée" de fonctionnement à la puissance maxi, en heures	4000	2500	2500	2500	2500	4000
production annuelle en MWh	160000	20000	20000	2000	17500	28000
Chaudière 2, y/c connexions et génie civil - chaleur seulement						
capacité, en KW	50000	8000	10000	800	10000	7000
montant en €/KW	100	100	100	50	100	100
montant de l'investissement, en k€	5000	800	1000	40	1000	700
"durée" de fonctionnement à la puissance maxi	420	420	420	200	400	300
production annuelle en MWh	21000	3360	4200	160	4000	2100
Total chaudières 1 et 2						
Quantité produite, en MWh	181000	23360	24200	2160	21500	30100
Montant de l'investissement	17000	4800	1000	560	4500	8750
Durée d'amortissement	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Annuité, en k€	680	192	40	22	180	350
Annuité par MWh	3,8	8,2	1,7	10,4	8,4	11,6
Réseaux						
coût moyen au kilomètre, en k€	1000	1000	1000	300	500	1000
nombre d'équivalents logements	18100	2336	2420	216	2150	3010
nombre de logements par km	1000	1000	1000	300	500	1000
longueur du réseau, km	18,10	2,34	2,42	0,72	4,30	3,01
Coût du réseau, en k€	18100	2336	2420	216	2150	3010
Durée d'amortissement	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Annuité, en k€	724	93	97	9	86	120
Annuité par MWh	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Sous-stations						
nombre moyen de logements par sous-station	40	40	40		40	40
nombre de sous-stations	453	58	61	30	54	75
puissance moyenne de la sous-station, en KW	360	360	360		360	360
coût moyen de la sous-station	21800	21800	21800	3900	21800	21800
Coût des sous-stations, en k€	9865	1273	1319	117	1172	1640
Durée d'amortissement	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Annuité	395	51	53	5	47	66
Annuité par MWh	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Annuité totale par MWh produit	10	14	8	16,5	15	18
Investissement par logement en euros	2484	3600	1958	4134	3638	4452
Fonctionnement						

gros entretien renouvellement						
taux annuel pour les chaudières	3%	3%	3%	3,0%	3,0%	2,5%
Taux annuel pour le réseau	2%	2%	2%	2,0%	2,0%	2,0%
taux annuel pour les sous-stations	3%	3%	3%	3,0%	3%	3%
gros entretien de la chaudière par MW produit	2,8	6,2	1,2	7,8	6,3	7,3
gros entretien du réseau et des sous-stations par MW produit	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Montant total en k€	1168	229	118	25	213	328
Montant total en euros par MWh produit	6	10	5	11	10	11
conduite, entretien courant, y/c électricité motrice par MWh	9	9	7	9	7	7
Achat d'énergie						
pour la chaudière 1						
rendement de la chaudière	78%	78%	100%	75%	78%	78%
quantité achetée	205128	25641	20000	2667	22436	35897
prix par MWh entrée chaudière	17,6	15	9	15	15	5
montant des achats en k€	3610	385	180	40	336,5	179,5
pour la chaudière 2						
rendement de la chaudière	90%	90%	90%	90%	90%	90%
quantité achetée	23333	3733	4667	178	4444	2333
prix par MWh entrée chaudière	40	40	40	40	40	40
montant des achats en k€	933	149	187	7,1	178	93
Total achat d'énergie pour la chaleur en k€	4543,6	534	367	47	514	273
Achat d'énergie pour la chaleur par MWh produit	25	23	15	22	24	9
Frais de structure : pourcentage des déboursés	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Provisions, marges sur débours (achats, conduite) : montant/MWh	3	3	3	3	3	3
Total des dép. de fonctionn.t - par MWh ,y/c gros entretien	43	44	30	45	44	30
Coût total par MWh produit	53	59	37,9	61,8	58	48
taux de perte de réseau	8,00%	8,00%	8,00%	12%	8,00%	8,00%
Coût total par MWh livré	57,9	64,0	41,2	70,2	63,5	51,9
consommation par logement : 9800 KWh/an consommés par les radiateurs						
taux de perte à l'intérieur de l'immeuble, jusqu'au radiateur	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Coût par logement hors TVA	706	779	501	855	773	633
Avantage gaz à effet de serre						
Valorisation d'une économie d'émission de 1 T de carbone	200	200	200	200	200	200
Emissions de gaz à effet de serre	15422	261	326	12	310	163
Economie d'émissions par rapport à une chaudière gaz, en tC	-4500	1149	1134		987	1653
Economie d'émissions par rapport à une chaudière fioul, en tC				155		
Valorisation de cette économie, en k€	-900	230	227	31	197	331
Equivalent en € par MWh livré	-5,4	10,7	10,2	16,3	10,0	11,9
Coût socio environnemental de la chaleur par MWh livré	63,3	53,3	31,0	53,8	53,5	40,0
Coût par logement hors TVA	772	649	377	656	652	487

Effet d'une subvention

Taux de la subvention	0%	0%	0%	70%	50%	50%
diminution de l'annuité, en€/MWh	0	0	0	12	7	9
coût total après subvention par MWh produit	53	59	38	50	51	39
coût total après subvention par MWh livré	58	64	41	57	56	42
Coût par logement hors TVA	706	779	501	695	677	515
Amortissement de l'installation dans l'immeuble e, TtC	317	317	317	317	317	317
Dépenses de gestion, d'entretien, d'électricité, HT	70	70	70	70	70	
Gestion et amortissement, HT	335	335	335	335	335	317
Coût total de chauffage et ECS,y/c dépenses dans l'immeuble						
Hors TVA						
Amortissement, entretien, gestion, frais financiers	1041	1115	836	1190	1108	950
idem moins l'avantage effet de serre	1107	984	712	991	987	804
Calcul des dépenses de chauffage autres que les réseaux de chaleur						
consommation par les radiateurs : 9800 KWh/an	Gaz collectif	gaz individuel	fioul collectif	électricité		
à partir des données de Amorce, et des prix février 2006						
Abonnement HT	15	119		201		
Tarif HT/MWh. PCI pour individuel ; pour collectif, PCS pondéré été-hiver	30,48	37,7	51,44			
Indice du prix du gaz ou du fioul par rapport à février 2006	1	1	0,8			
Tarif HT/MWh. PCI pour individuel ; pour collectif, PCS pondéré été-hiver	30,48	38	41,2			
consommation facturée en KWh	14431	13033	14542	10137		
coût annuel de la consommation HT	440	491	598	717		
coût annuel P1 : consommation plus abonnement	455	610	598	918		
coût de l'électricité de fonctionnement, par an	23	15	23			
gestion et entretien (P2 et P3) HT	92	76	92	15		
facture TtC par an	666	822	840	1085		
facture TtC par MWh	46	63	58	107		
Amortissement TtC	354	329	354	158		
Coût total TtC	1020	1151	1194	1243		
Coût total par KWh acheté TtC	71	88	82	123		
Coût total par appartement hors TVA	866	976	1009	1065		

