Note sur la production mixte chaleur-force et son intérêt pour l'alimentation de chauffage urbain

Georges Hache, Gérard Mantel

▶ **To cite this version:**

Georges Hache, Gérard Mantel. Note sur la production mixte chaleur-force et son intérêt pour l'alimentation de chauffage urbain. Sciences de l'ingénieur [physics]. 1976. hal-01917139

HAL Id: hal-01917139

https://minesparis-psl.hal.science/hal-01917139

Submitted on 9 Nov 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

École Nationale Supérieure
des Mines de Paris

juin 1976

Arrondissement Minéralogique
de Paris

ECOLE NATIONALE SUPÉRIEURE DES MINES
Bibliothèque
N°

Dossier long 1975-1976

Note sur la production mixte chaleur-force et son intérêt pour l'alimentation de chauffage urbain

(à propos des travaux de la Commission Région Parisienne sur l'utilisation de la chaleur présidée par M. DECELLE)

Dossier Long Ingenieurs Stagiaires
Promo X 1970

[51]

ECOLE NATIONALE SUPÉRIEURE DES MINES
Bibliothèque
N° IE 1

Consultation sur place

Georges HACHE

Gérard MANTEL

[51]

ECOLE NATIONALE SUPÉRIEURE DES MINES
Bibliothèque
N°
TE1

- La production mixte chaleur-électricité

Introduction 1

I. La chaleur : la nature des besoins 2

I.1. L'illusion de la quantité 3

I.2. L'illusion de la gratuité 4

I.3. Les économies d'énergie primaire 6

II. L'électricité : le problème du rachat 10

III. Le chauffage urbain support de la production mixte 12

Conclusion 14

Annexes

A. Techniques de production mixte d'électricité et de chaleur 16

B. Le transport d'eau chaude 20

C. La production mixte à l'étranger 24

C1 en Allemagne

C2 en Grande Bretagne

D. La production mixte en France : quelques expériences 28

E. La production nucléaire calogène 33

Consultation sur place

N° d'inventaire
129543

Depuis la hausse considérable du prix du pétrole, il est apparu nécessaire de substituer à l'énergie tirée des hydrocarbures d'autres types d'énergie, à la fois moins coûteuses et moins dépendantes de l'étranger.

La réaction des pouvoirs publics face à ce problème a été, d'une part, d'inciter aux économies d'énergie, d'autre part, de diversifier nos approvisionnements énergétiques.

Sur ce qui est du premier volet de cette action, un objectif quantitatif a été fixé lors du Conseil Central de Planification sur l'énergie du 1er février 1975 : une consommation maximum d'énergie de 240 Mtep en 1985, en recul de 45 Mtep par rapport aux prévisions précédentes.

En ce qui concerne le second volet, l'action des pouvoirs publics s'est tout d'abord porté sur l'accélération du programme de production nucléaire d'électricité. Ensuite, il s'est agit de promouvoir, notamment par la création de commissions et le déblocage de crédits et de recherche et de démonstration, les techniques et énergies nouvelles susceptibles de contribuer à la diversification du bilan énergétique français. L'accélération du programme électro-nucléaire ne semble pas devoir être attribuée à une compétitivité évidente et universelle qu'aurait soudain acquise cette solution : il s'est bien plutôt agi de parer au plus pressé, en faisant appel à une technique effectivement disponible, dont l'application pouvait avec certitude porter ses fruits. Le CEA, EDF et l'industrie s'étaient en effet préparés depuis longtemps à cette éventualité et disposaient des connaissances et des moyens voulus.

Or, le développement important du parc des centrales électro-nucléaires attire l'attention sur le mauvais rendement bien connu de la conversion électrique, dont la conséquence est le déversement dans l'environnement (fleuves, atmosphères) d'environ 60 % de l'énergie primaire mise en oeuvre, sous forme de thermies à basse température (25° C), il s'agit là à la fois d'une perte d'énergie et d'une pollution thermique a priori inévitables, à laquelle on peut cependant chercher à remédier autant que possible.

I. La chaleur : la nature des besoins.

De fait, l'examen des bilans énergétiques français, actuel et prévisionnel, fait ressortir qu'une part importante des besoins finals est constituée par le chauffage des locaux, résidentiels et tertiaires essentiellement, (mais l'industrie présente également des besoins qu'elle ne satisfait pas toujours par l'utilisation de chaleur rejetée par le processus de fabrication).

En 1975, les besoins de chauffage pour le résidentiel et le tertiaire étaient estimés de 55 à 60 Mtep d'énergie primaire.

Plus précisément, le tableau ci-dessous fait ressortir l'évolution de ces besoins, conformément aux objectifs du Conseil Central de Planification évoqué précédement :

année	besoins en énergie primaire * combustibles	électricité	total	correspondant à des besoins de chauffage
1973	43,7 Mtep	13,4 Mtep	57,1 Mtep	35,3 Mtep
1980	48,0 Mtep	23,0 Mtep	71,0 Mtep	41,6 Mtep
1985	44,7 Mtep	37,3 Mtep	85,0 Mtep	44,3 Mtep

* 1 tep = 4,5 MWh
** en supposant des rendements d'utilisation de 70 % pour les combustibles (minéraux, gaz, produits pétroliers).
N.B. La répartition entre combustibles et électricité a depuis été revue (pénétration dans le logement de 60 à 40 %).

La consommation de chauffage représente donc le tiers de la consommation énergétique totale de la France. Il est de ce fait normal que ce secteur fasse l'objet d'une attention toute particulière, d'autant plus que ses caractéristiques techniques sont bien connues et relativement peu exigeantes : le niveau de température notamment est bas en comparaison des besoins de chaleur industrielle.

La production nucléaire purement électrogène permettra, à l'aide du chauffage électrique intégré actuellement prôné par EDF, de satisfaire une partie du marché de chauffage, mais on peut se demander s'il s'agit bien là de l'utilisation optimale d'une énergie noble (puisqu'elle est obtenue au prix d'un rendement faible), et du parc de centrales électriques, puisque le chauffage électrique augmente l'amplitude des variations saisonnières de la demande en électricité.

Par contre, l'utilisation des rejets thermiques liés à la production d'électricité, au fuel ou nucléaire, apparaît séduisante, puisqu'elle est fondée sur une récupération de chaleur perdue et tend à freiner la tendance saisonnière de la demande électrique. D'où l'idée de la production mixte électricité-chaleur qui soulève chez certain un tel enthousiasme qu'on en

.../...

arrive à parler des eaux chaudes de rejets comme d'une source d'énergie nationale, quasiment gratuite, et capable vers les années 1980 de couvrir les besoins français en chauffage.

Il faudrait tout à la fois que cet enthousiasme soit mieux partagé par les divers partenaires en présence, et qu'il soit plus modéré, car il est à craindre qu'il ne repose sur deux illusions : l'illusion de la quantité et l'illusion de la gratuité de l'eau chaude de rejet.

I.1. L'illusion de la quantité.

La puissance considérable des centrales à installer dans les prochaines années pour satisfaire la progression visée de la demande en électricité, laisse penser qu'une quantité non moins considérable de rejets thermiques sera disponible pour les besoins en chauffage.

Selon les objectifs du C.C.P. du 1.2.75, l'évolution devrait être la suivante en ce qui concerne la puissance disponible annuelle :

année	puissance MWe		production TWh	
	thermique	nucléaire	thermique	nucléaire
1973	24 500	2 600	115,0	11,9
1980		20 000	134,1	77,0
1985			52,0	270,0

Cette production d'électricité s'accompagne de rejets thermiques que l'on peut estimer sur la base de 1 th évacuée au condenseur* par kWh produit :

année	rejets en centrale
1973	12,7 Mtep
1980	21,1 Mtep
1985	32,2 Mtep

Ces quantités sont loin d'être négligeables, mais beaucoup plus faibles que ne l'avancent certains, et en tout cas contredisent l'espoir de couvrir la quasi-totalité des besoins de chauffage.

Encore ne s'agit-il là que de rejets à 25° disponibles à la sortie des centrales et donc inutilisables tels quels.

Il convient d'abord de remonter leur niveau thermique, au moins à une température de l'ordre de 80°, ce qui fait précisément l'objet de la production combinée, mais détruit du même coup le caractère gratuit de ces eaux chaudes qui ne sont plus entièrement une énergie récupérée, puisqu'il devient nécessaire de réduire la production électrique.

Il faut également observer que ces calories rejetées par les centrales peuvent effectivement être utilisées que lorsqu'on en a besoin, c'est-à-dire pendant la saison de chauffe.

.../...

* il ne faut bien entendu pas compter au titre de rejets en eau chaude les autres pertes (dont les fumées), ainsi que les consommations internes annexes.

Pour un réseau de chauffage urbain classique, la saison de chauffe correspond à une durée d'utilisation équivalente à pleine puissance de l'ordre de 2000 h. En ne faisant fournir par les centrales mixtes que la base des besoins en eau chaude, on peut parvenir à une utilisation de l'ordre de 3500 h*, ce qui pour l'année 1973 correspondrait à une énergie utile de 9,5 Mtep (aulieu de 12,7) soit un peu plus des 2/3 de la totalité des rejets, avec l'hypothèse optimiste que la production d'électricité exige un fonctionnement de toutes les centrales pendant plus de temps que la durée d'appel du chauffage : ce qui ne sera plus le cas pour certaines centrales thermiques de pointe après 1985.

Il faut enfin noter la nécessité de transporter les calories du lieu de rejet au lieu d'utilisation car jusqu'à présent l'implantation des centrales n'a pas tenu compte des débouchés possibles en chauffage pour ces rejets thermiques. Et même au contraire, les difficultés actuelles rencontrées auprès de la population, et la rareté des sites techniquement possibles (car lorsque le chauffage ne fonctionnera pas il faudra tout de même évacuer la chaleur des condenseurs) ont plutôt pour effet d'éloigner les futures centrales nucléaires des grands centres urbains qui par leur densité se prêterait le mieux à une distribution de la chaleur sous forme d'eau chaude. A moins de construire un gigantesque réseau d'interconnexion (dont le caractère réaliste et la rentabilité ne sautent pas aux yeux : on se référera aux projets allemands exposés plus loin), il ne semble donc pas possible d'utiliser la totalité des eaux chaudes de rejet : on ne pourra en effet que procéder à des opérations ponctuelles, connexions de telle centrale à telle agglomération située dans la même zone géographique, et non connexion de <u>toutes</u> les centrales à <u>toutes</u> les zones urbaines. Or, une étude concrète menée dans le cadre de la commisssion parisienne pour l'utilisation des eaux chaudes a montré que même dans le cas d'un faible éloignement entre source et utilisation (dans une zone à densité de besoin suffisante) il n'était pas envisageable dans le tissu urbain existant d'utiliser la totalité du potentiel thermique représenté par la centrale et de beaucoup. Dans l'état actuel des choses une adaptation de la réglementation prescrivant le chauffage urbain dans certaines circonstances favorables serait sans doute susceptible de modifier ce constat.

En définitive, un bon résultat serait certainement acquis si on parvenait à utiliser la moitié des rejets effectivement disponibles, ce qui représenterait alors de l'ordre de 5 Mtep pour 1973, 7 Mtep pour 1980, 10 Mtep pour 1985.

<u>I.2. L'illusion de l'énergie gratuite</u>.

Il faut maintenir revenir sur la deuxième illusion consistant à parler d'énergie quasiment gratuite à propos des eaux chaudes de rejet. Cet aspect de la question vient déjà d'être abordé lorsque l'on a évoqué la nécessité du transport des calories, éventuellement à grande distance.

Quels sont en effet les éléments de coût** de la calorie rejetée par une centrale mixte, à un niveau de température qui soit au moins 90° C et non 25° C ?

- d'une part la prix de la perte de production électrique, en énergie et en puissance (si l'on raisonne à demande électrique donnée)

- d'autre part le coût des investissements spécifiques à la livraison de chaleur : équipements en centrale et réseau de transport.

.../...

---

* Le développement de la technique de stockage (géologique ou artificiel) de l'eau chaude devrait permettre d'accroître nettement l'utilisation.

** voir rapport de la commission DECELLE.

L'exploitation et la distribution sont des coûts classiques pour un réseau de chauffage urbain et il ne convient donc pas de les faire entrer en ligne de compte ici.

Deux erreurs consistent alors à ne retenir qu'un des éléments du coût, le prix de l'énergie électrique perdue, et à le sous-estimer grossièrement en utilisant un calcul thermodynamique simpliste et un prix du kWh inadéquat.

Affirmer que le prix de la calorie dans l'eau est de 1/16e (pour une température de 70° C) ou le 1/10e (pour 95° C) du prix de la calorie électrique revient à admettre que la perte de production électrique engendrée par la fourniture de chaleur n'est que de 0,07 à 0,12 kWh par thermie, alors qu'un calcul théorique, mais réalisé sur un cycle thermodynamique réel, fait ressortir des valeurs de 0,15 à 0,20 et que l'examen d'un cas concret a conduit à des chiffres de 0,20 à 0,27. Le rapport des coûts proportionnels n'est alors plus qu'environ de 1 à 5, ce qui reste néanmoins très intéressant.

Ce rapport de coûts relie le prix proportionnel de la thermie obtenue au départ d'une centrale donnée au prix proportionnel des kWh destinés à compenser "la perte" ou "le manque à produire" électrique dans cette centrale. Le coût de ces kWh n'est donc pas celui des kWh produits dans la centrale mixte considérée, mais celui, a priori moins favorable, des kWh de remplacement produits par d'autres unités du parc, appelées à fonctionner plus longtemps. Le fait de prélever de la chaleur sur une centrale nucléaire n'autorise donc pas à prendre comme coût de référence du kWh le coût du nucléaire. Compte tenu de la courbe de charge des besoins de chauffage et en retenant l'hypothèse d'une fourniture de base, il apparaît que, à partir de 1985 lorsque le parc électrique aura retrouvé une structure optimale (selon EDF), les kWh de remplacement pour une centrale nucléaire (en région parisienne) seront pour 1/3 des kWh nucléaires (1,5 c/kWh*) et pour 2/3 des kWh fuel (7,5 c/kWh*), c'est-à-dire des kWh à 5,5 c de coût proportionnel moyen.

Pour une centrale mixte au fuel, le kWh de remplacement devrait être évalué à 7,5 c* ou plus (si la centrale thermique à laquelle on fait alors appel est à rendement beaucoup plus faible que la moyenne).

Le coût "proportionnel" de la thermie des eaux chaudes de rejet serait donc de l'ordre de 1,1 à 1,5 c/th, à comparer au prix du F.O.L. brûlé dans une chaufferie importante (de chauffage urbain) : 3 c/th (3,9 c/th si F.O.L. BTS).

Ces chiffres traduisent essentiellement l'aspect économie en énergie de l'utilisation des eaux chaudes de rejet mais ne constituent pas la totalité de leur coût effectif pour la collectivité, puisque leur mise en oeuvre exige d'autres d'épenses, notamment d'investissement et d'exploitation :

- en centrale : la production combinée est a priori plus coûteuse car il faut disposer à la fois de l'équipement de récupération de chaleur (soutirages, condenseur à la température adéquate) utilisé en période de chauffe, et de l'équipement électrique permettant de continuer à assurer les pointes de puissance électrique ;

.../...

---

* fuel 3 c/th rendement 35 %.

- de transport : l'éloignement plus ou moins inévitable des centrales conduit à des distances de transport de la chaleur de l'ordre de plusieurs dizaines de km.

On aboutit ainsi à des coûts, surtout en capital, qui dépendent fortement des hypothèses économiques retenues : taux d'actualisation pour l'examen du point de vue de l'intérêt général, frais financiers pour l'examen de l'intérêt commercial pour les agents réalisant l'opération.

Sans le transport, qui sera examiné plus loin, l'ordre de grandeur du coût est alors, pour un taux réel de 10 % * :

- 3,7 c/th dans un cas très défavorable (faible durée de vie de la centrale, fonctionnant au fuel, modifiée a posteriori)
- 1,9 c/th dans le cas d'une centrale nucléaire spécialement étudiée pour la production mixte, sans le surcoût lié à la modification d'installations existantes.

On est donc loin de l'énergie gratuite, la récupération des rejets thermiques des centrales électriques peut plutôt être considérée comme une opération de chauffage urbain avec un coût d'énergie plus faible que pour les réseaux classiques**, et surtout une structure de coût économe en énergie primaire -et particulièrement en hydrocarbures- ce qui répond au souci des pouvoirs publics en matière d'économie d'énergie et de diversification des approvisionnements.

I.3. L'aspect économie en énergie primaire.

Il doit être précisé, dans la mesure où :

- les chiffres avancés pour la quantité d'énergie contenue dans les eaux de refroidissement concernaient de l'eau à très basse température ; l'augmentation du niveau de température entraîne un manque à produire électrique, à compenser par une consommation accrue d'énergie primaire (classique ou nucléaire) ailleurs. En outre, le transport des calories de la centrale au point d'alimentation du réseau de chauffage urbain occasionne également des pertes,

- l'utilisation des rejets thermiques des centrales électriques (ou de tout autre établissement industriel) passe par l'existence ou la construction de réseaux de distribution de la chaleur : c'est-à-dire de chauffages urbains. Il convient donc de s'assurer que cette formule de fourniture de l'énergie n'annule pas l'avantage de la production combinée par un rendement médiocre ; c'est-à-dire, en d'autres termes, de se demander si le développement très modéré de la formule chauffage urbain par rapport aux modes de chauffage concurrents n'est pas pour l'essentiel dû à un fort coût en énergie primaire.

Une approche de la première question est possible en utilisant quelques chiffres moyens*** : une perte de 0,20 kWh par thermie livrée à une température de l'ordre de 100 à 120° C, une perte de transport de 10 %, à rapprocher d'un rendement de production d'une chaufferie classique de chauffage urbain de 85 %. Dans ces conditions, 1 tep d'eau chaude de rejet, au prix de la perte de 2 MWh électriques permet une économie de 1,06 tep en chaufferie.

.../...

---

* voir rapport Commission DECELLE

** surtout s'ils utilisent le fuel BTS (ou le fuel domestique ou gaz dans le cas des chaufferies d'ilot)

*** qui sont affinés dans l'annexe "production"

Ces 2 MWh peuvent être compensés :

- en totalité dans des centrales nucléaires (peu probable à moyen terme). L'économie d'hydrocarbures est alors de 1,06 tep par tep de rejets ;

- pour 1/3 dans des centrales nucléaires et 2/3 dans des centrales classiques au fuel* (hypothèse probable vers 1985). L'économie d'hydrocarbures est alors de 0,7 tep par tep de rejets ;

- en totalité dans des centrales classiques au fuel (un prélèvement actuel sur une centrale thermique classique). L'économie en hydrocarbures qui est dans ce cas une réelle économie en énergie primaire est alors de 0,6 tep par tep de rejets.

On voit donc qu'il faut affecter d'un facteur 0,6 l'énergie estimée des eaux de rejets pour obtenir l'économie effective en énergie primaire par rapport à une solution de chauffage urbain classique (il est possible que ce facteur soit plus important si on considère non seulement l'économie à la production, mais également celle à l'utilisation en supposant une certaine substitution du chauffage urbain à d'autres formules de chauffage telle que le chauffage électrique direct).

Le doute pesant sur le rendement prohibitif du chauffage urbain, qui constitue la seconde question, peut être levé grâce au rappel d'une étude de l'Agence pour les Economies d'Energie comparant les divers modes possibles de chauffage dans un certain nombre de cas types, sous l'angle de leur consommation en énergie primaire.

Les chiffres avancés pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS) d'un appartement type de volume habitable 180 m3, neuf (isolé selon l'arrêté du 10 avril 1974 - ou selon les normes Promotelec de 1974 dans le cas du chauffage électrique) sont les suivants :

	consommation annuelle *
Chauffage et ECS individuels au gaz	1,2
Chauffage collectif fuel, ECS individuelle au gaz	1,3
Chauffage collectif gaz, " " "	1,4
Chauffage et ECS collectifs fuel ou gaz	1,5
Chauffage urbain (avec ECS collective)	1,7
Chauffage collectif gaz ou fuel, ECS indiv. électrique	1,9
Chauffage électrique intégré	2,0

tep/an

Ces consommations recouvrent à la fois des consommations directes de combustibles et des consommations d'électricité, en proportion très différente selon les formules de chauffage. Le chiffre synthétique résumant le total correspond effectivement à une consommation d'hydrocarbures si l'électricité utilisée est produite en quasi totalité dans les centrales thermiques classiques, ce qui est à peu près le cas actuellement. Dans l'état actuel des choses, le chauffage urbain se situe donc, du point de vue de la consommation en combustibles fossiles, dans une moyenne, moins bonne que les systèmes individuels mais meilleure que le chauffage électrique.

Vers 1985, date de référence à partir de laquelle l'électricité sera de nouveau produite de façon optimale à partit du nucléaire et des centrales classiques, si les consommations "conventionnelles"** en énergie primaire n'auront pas changé, les consommations effectives en hydrocarbures seront par contre très différentes.

.../...

---

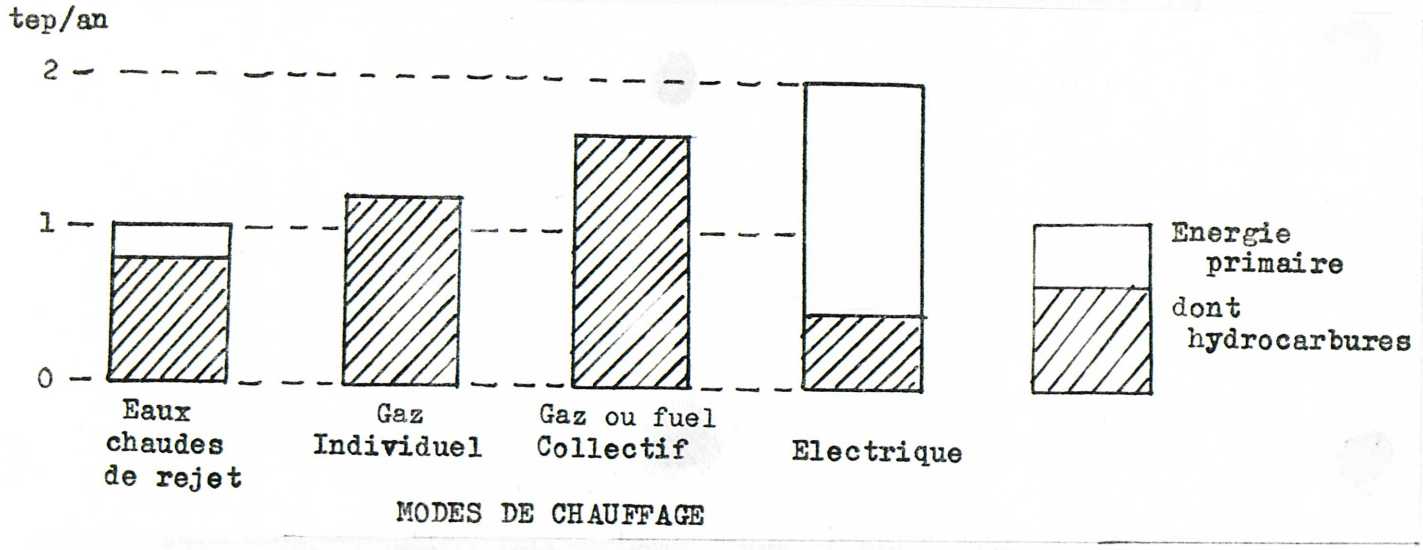
* rendement 35 %

** La conversion en énergie primaire de la consommation électrique est faite ici sur la base d'un rendement de 40 %, soit 1 tep = 4,65 MWh.

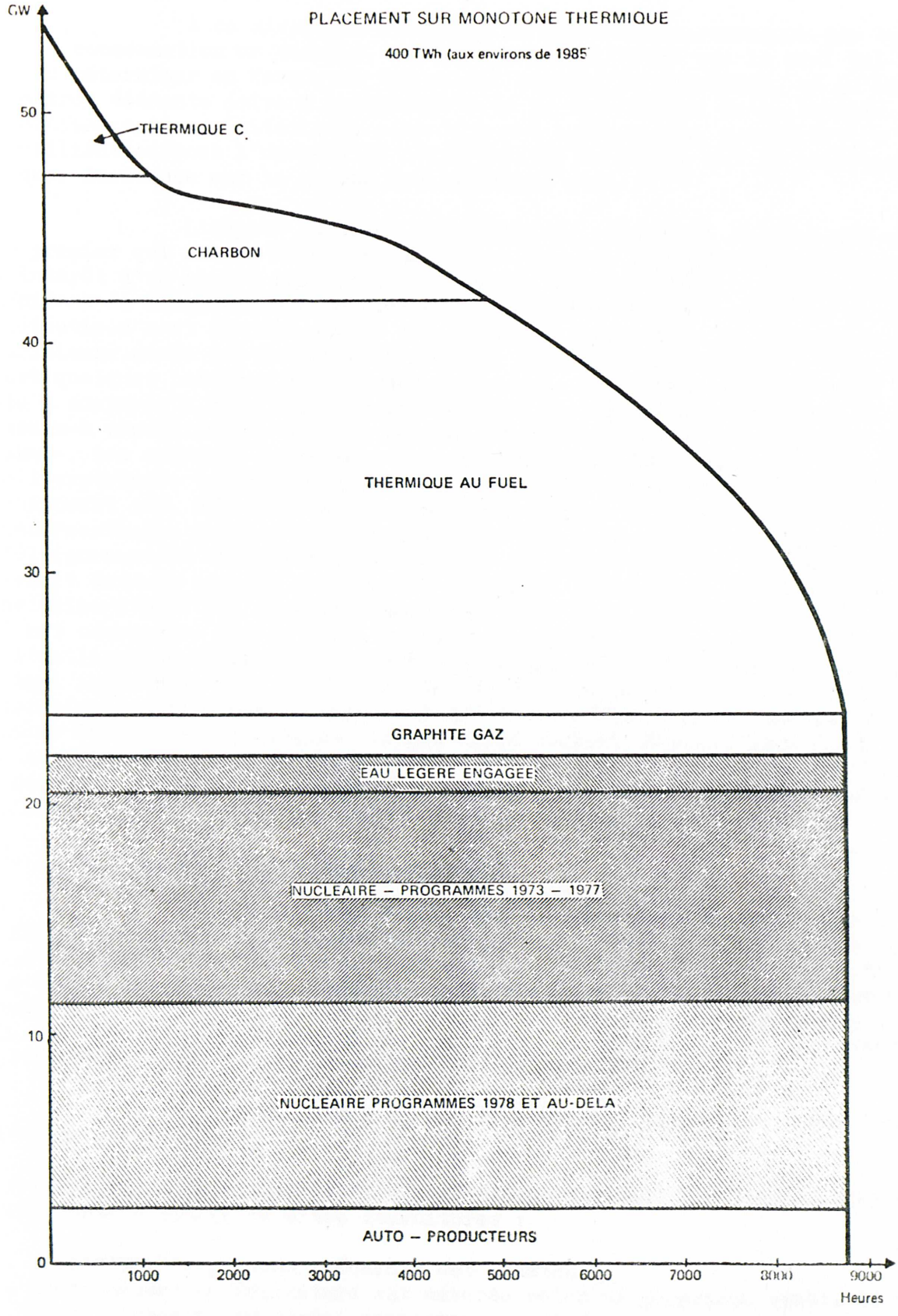
Le tableau ci-dessous, dressé à partir de l'étude de l'Agence, en donne un ordre de grandeur :

	Consommations annuelles			
	combustible + élect. "direct" tep/an	MWh/an	"conventionnelle"* en énergie primaire tep/an	effective en hydrocarbures après 1985 tep/an
Chauffage et ECS individuels au gaz	1,2	0,15	1,2	1,2
Chauffage et ECS collectifs au gaz ou fuel	1,5	0,20	1,5	1,5
Chauffage urbain alimenté en eaux chaudes de rejet **	0,5	2,56	1,0	0,8 **
Chauffage urbain classique	1,6	0,45	1,7	1,6 à 1,7
Chauffage électrique intégré	0,5	9,28	2,0	0,3 à 0,6 ***

* 1 tep = 4,65 MWh
** fourniture de 70 % de l'énergie à partir des rejets de centrales électriques kWh compensés pour 1/3 à partir de nucléaire, 2/3 à partir d'hydrocarbures
*** 15 à 30 % de l'énergie consommée est produite à partir d'hydrocarbures (cf diagramme de charge électrique prévisionnel pour 1985 p 9).



.../...



Rapport de la commission P.E.O.N.
1970-1974
(Dossiers de l'Energie I)

Il apparaît bien que la production combinée permet une distribution de chaleur très économe en énergie primaire (classique ou nucléaire), avec une consommation en hydrocarbures inférieure aux meilleurs systèmes de chauffage actuels, seul le chauffage électrique pouvant faire appel au nucléaire.

A ce niveau de l'examen, il convient de remarquer que le critère de la consommation en énergie, certes important, n'est pas le seul qui permette de se déterminer en faveur de tel ou tel système de chauffage, et qu'au contraire d'autres éléments doivent intervenir tels le coût global de la thermie (énergie, amortissement, exploitation), ainsi que des aspects plus qualificatifs : confort d'utilisation pour l'usager, la collectivité, incidence sur la pollution atmosphérique, incidence sur le marché des capitaux, etc...

L'aspect purement économique du coût de la thermie est cependant le premier qui semble être pris en compte par les Pouvoirs Publics pour juger de l'intérêt d'un projet pour la collectivité, puisque c'est l'élément essentiel qui décidera de l'équilibre financier des organismes amenés à gérer ce projet. Des indications sont données sur ce point dans le rapport de la Commission Région Parisienne en ce qui concerne le coût de production en centrale. Pour le transport quelques chiffres sont donnés en annexe. On obtient ainsi un coût de la thermie à comparer à celui du combustible dans une chaufferie classique de chauffage urbain-à condition d'y ajouter le coût d'exploitation de la chaudière et des annexes-, les coûts de distribution et de livraison étant ceux que l'on peut déduire de l'expérience des chauffages urbains existant actuellement. Il apparaît alors clairement que, si l'utilisation des eaux chaudes de rejet est pour l'instant concurrentielle dans un certain nombre de cas bien adaptés (notamment quant à l'éloignement et aux caractéristiques de la centrale), cet avantage économique devrait devenir de plus en plus net au fur et à mesure de l'accroissement du parc nucléaire d'EDF. Une condition essentielle ne doit cependant pas être négligée : il est nécessaire que la durée d'appel électrique de la centrale soit supérieure à l'utilisation en chauffage, sauf à s'exposer à des surcoûts de production électrique imputables à la production de chaleur. De ce point de vue, les centrales électriques nucléaires de base sont donc encore les plus favorables. Les centrales thermiques classiques, lorsqu'elles verront diminuer leur durée d'utilisation électrique, ne pourront être utilisées pour la production de chaleur qu'en semi-base, les besoins de pointe devant en tout état de cause être assurés par des unités "légères" telles que chaufferies classiques ou turbines à gaz.

II. L'électricité : le problème du rachat.

La situation en France est évidemment caractérisée par l'existence d'EDF, régie par la loi de nationalisation qui n'exclut cependant pas la possibilité de production "autonome". Il est donc possible d'exploiter en dehors d'EDF des unités de production combinée, qu'il s'agisse de la production autonome des insdustriels, de petites centrales mixtes ou d'usines de récupération de l'énergie des ordures incinérées. Il se pose alors le problème de la valorisation de cette électricité et donc du rachat éventuel par EDF.

Le tarif d'achat de ces fournitures électriques tient compte des éléments suivants :

- type de fourniture quant à la sécurité avec laquelle EDF peut en disposer. La distinction est faite entre fournitures :

  . garanties : la puissance fournie est constante,
  . programmées : la fourniture est assurée selon un programme établi le vendredi pour la semaine suivante, comportant au plus trois niveaux de puissance permanente, dont un en heures creuses. La puissance fixée pour le poste pointe ne

.../...

doit pas être inférieure à celle des heures creuses,

. diagrammées : la fourniture est programmée comme ci-dessus, mais la veille pour le lendemain,

. fugaces : toute autre fourniture,

- moment où est réalisé cette fourniture :

. saison : été, octobre-mars, hiver,
. moment de la journée : heures creuses, pleines, de pointe,

- localisation de la fourniture, par le jeu d'une distance moyenne aux points d'utilisation du réseau,

- niveau de tension électrique.

On aboutit ainsi à un barème de rachat, dont un exemple concret est donné ci-dessous, qui doit refléter la diversité des coûts de production marginaux pour EDF et donc l'intérêt du rachat en fonction du moment de la journée et de la saison (conditions de janvier 1976 pour un producteur autonome en Région Parisienne).

HIVER	Pointe	Pleine	Creuse	
Programmée	13,10	12,49	6,15	
Diagrammée	10,49	9,98	4,92	c/kWh
Fugace	6,24	6,24	3,07	

En outre, une réduction forfaitaire de 5 % est appliquée sur le montant total de la fourniture au titre des frais commerciaux et généraux de la société nationale.

La donnée du tableau des prix de rachat du kWh ne fait pas apparaître l'ensemble du problème de la valorisation de l'électricité produite dans une centrale mixte. Il est en effet utile de revenir sur les définitions des divers types de fournitures, et en particulier d'examiner les cas de défaillance :

- garantie : la puissance fournie est inférieure à la puissance garantie.
- programmée : la puissance fournie est, pendant 1 heure au moins, inférieure de plus de 5 % à la puissance programmée. L'énergie de la journée, pour le poste tarifaire considéré (creuses, pleines, pointe) est alors déclassée en fugace (ainsi que celle du poste "pleines" si la défaillance est survenue en "pointe"). Toute l'énergie de la semaine est déclassée en fugace si trois défaillances quotidiennes ont lieu au cours des postes "pointe" et "pleines".
- diagrammée : la puissance fournie est pendant 1 heure au moins inférieure de plus de 5 % à la puissance diagrammée. L'énergie de la journée est alors déclassée en fugace.

De ces clauses de déclassement, il faut rapprocher le fait que seule la puissance garantie fait l'objet du paiement par EDF d'une prime fixe annuelle (correspondant à l'économie d'investissement pour la société nationale).

On trouve ici deux raisons qui expliquent le développement faible des réseaux de chauffage alimentés par des centrales mixtes, alors que la production combinée chaleur-force a trouvé un certain écho dans l'industrie :

- du point de vue de la puissance, l'exploitant d'une centrale mixte a, comme l'expérience le montre, peu de chance d'obtenir le paiement par EDF d'une prime fixe annuelle, et donc d'amortir plus facilement son investissement électrique, s'il doit revendre son électricité. Au contraire, s'il en a lui-

.../...

même l'emploi -comme c'est le cas pour un industriel auto-consommateur, ou pour une régie de distribution telle Metz- il fait systématiquement l'économie de la prime fixe annuelle qu'impliquerait un contrat de fourniture par EDF (prime supérieure à la prime de revente d'électricité) ; à moins que, ne pouvant assurer lui-même son secours électrique, il ne doive souscrire auprès d'EDF un contrat de secours, ce qui obère alors l'économie réalisée

- du point de vue de l'énergie, les conditions de déclassement mettent difficilement l'exploitant en situation de valoriser ses kWh* dans les tranches programmées ou garanties, car la production d'électricité dans une centrale mixte est, en quelque sorte, "au fil de la chaleur".

Ces considérations, alliées au fait que le transport à grande distance de chaleur ne sera possible que pour de grandes puissances et donc à partir de centrales électriques d'une certaine taille, plaident en faveur de la gestion par EDF des futures unités de production mixte nucléaires ou classiques. Ce n'est par contre pas nécessairement le cas pour des unités plus légères du type turbines à gaz sur le cas desquelles se penche notamment le C.C.U.E.

III. Le chauffage urbain support de la production mixte.

Le développement de la production mixte, qui passe par celui des réseaux de distribution de chaleur, se heurte de ce fait aux difficultés que rencontrent les chauffages urbains classiques.

Celles-ci ne semblent pas venir du cadre juridique, relativement bien adapté, dans lequel s'effectue leur réalisation et leur exploitation. Ayant le caractère d'un servide public, le chauffage urbain peut faire en effet l'objet de la part des municipalités d'une concession ou d'un affermage. Dans le cas de la concession, le concessionnaire finance lui-même le premier établissement ; il exploite l'installation dans le cadre d'un cahier des charges, prévoyant notamment la tarification et son indexation (la concession possède un certain droit à l'équilibre). Enfin, à l'issue de la concession, il est tenu de remettre (éventuellement gratuitement) les installations en bon état à l'autorité concédante. L'affermage diffère de la concession en ce que le financement du premier établissement n'est pas à la charge de la société fermière, contrairement au renouvellement.

Ce statut permet souvent au concessionnaire de profiter d'une clause d'obligation de raccordement applicable aux nouveaux immeubles réalisés dans le périmètre de la concession, ce qui lui assure donc les débouchés nécessaires à l'économie de l'opération. L'existence d'un droit de raccordement facilite l'amortissement financier des investissements. Les promoteurs peuvent y trouver leur intérêt, compte tenu de la simplicité d'une sous-station, comparée à une chaufferie classique (cheminée, approvisionnement en combustible, régulation)

Le statut de la concession de service public a également des implications importantes en matière d'amortissements, et donc d'équilibre financier :

- d'une part, la clause de remise gratuite des installations est assortie d'un amortissement (linéaire) de caducité sur les années de la concession restant à couvrir à partir de la réalisation de l'investissement ;

- d'autre part, chaque fois que la durée de vie d'une installation n'excède pas le terme de la concession, on peut procéder à l'amortissement industriel de

.../...

---

* par exemple :

programmée	proportion diagrammée	de l'énergie électrique vendue
20 %	30 %	pour un réseau "moyen" de 100 MWt
70 %	20 %	pour une centrale d'incinération d'ordures livrant de la chaleur à la C.P.C.U (1650 MWt).

renouvellement normal, augmenté d'un amortissement exceptionnel visant à tenir compte du renchérissement effectif du bien de remplacement. Il y a donc là une espèce de réévaluation automatique des bilans devant permettre au concessionnaire d'assurer ses obligations de service public, c'est-à-dire en particulier d'être effectivement en mesure de renouveler une installation usagée.

Si ces diverses dispositions paraissent très intéressantes, il semble cependant qu'en règle générale les sept premières années d'exploitation d'un chauffage urbain soient difficiles à équilibrer.

Au-delà de ce cadre juridique, certaines circonstances pratiques ont joué en faveur de la distribution de chaleur telles que le mode d'urbanisation en Z.U.P. permettant de raccorder des logements en terrain vierge et avec une bonne densité. De même la volonté de certaines municipalités de lutter contre la pollution atmosphérique en incitant les particuliers à renoncer aux chaufferies individuelles dans certains quartiers. La possibilité d'utiliser une énergie très bon marché en comparaison de celle à la disposition des usagers individuels : le F.O.L. ou la vapeur récupérée par incinération des ordures ménagères, présentent une différence de prix importante avec le F.O. Domestique.

Il semblerait que toutes ces données restent pour l'essentiel valables. Cependant la difficulté essentielle sur laquelle bute actuellement le chauffage urbain paraît être le ralentissement de l'échéancier de raccordement des abonnés, et donc la lourdeur corrélative des frais financiers puisque les canalisations et équipements en centrale doivent être conçus sur la base de la puissance définitive. L'explication provient sans doute pour une grande part du ralentissement de l'urbanisation en grands ensembles de type Z.U.P. (à la suite de la circulaire de M. GUICHARD en mars 1973) et des difficultés actuelles des villes ou quartiers nouveaux à atteindre leurs objectifs initiaux, ainsi que de la concurrence très vive des autres modes de chauffage à l'électricité ou au gaz, pour lesquels les investissements à la charge des promoteurs peuvent éventuellement être encore plus réduits.

CONCLUSION

En se méfiant des optimismes comme des péssimismes exagérés, cette note a essayé de revenir sur certains aspects importants de la question et de montrer que, si la rentabilité de la distribution de chaleur produite dans des centrales mixtes n'est pas systématiquement assurée (il ne s'agit pas d'une solution universelle), lorsqu'elle l'est, ce système présente un intérêt considérable, notamment quant à l'économie réelle en énergie primaire ou la possibilité d'atténuer la saisonnalité de la demande électrique. L'argument de réduction de la pollution atmosphérique, même s'il est plus difficilement quantifiable, peut être également avancé.

La répartition des besoins de chauffage entre les divers modes envisageables doit s'appuyer sur la considération de certains critères, tels que:densité des besoins, localisation, facteur de charge, etc... Il serait donc aussi vain de vouloir implanter partout le chauffage urbain à base de production combinée que de vouloir à tout prix chauffer tout à l'électricité, ou au gaz.

Dans le cas de la production mixte, la prise en considération des caractéristiques locales, de l'offre (puissance, éloignement) et de la demande (densité) est absolument indispensable avant d'envisager une opération économiquement viable , la situation actuelle montre cependant que, même dans des conditions apparemment favorables,aucun projet notable ne semble pouvoir déboucher, et on peut se demander si, au delà des questions techniques, les difficultés ne sont pas plutôt d'ordre institutionnel : face à la campagne de développement que lancent les grands établissements publics EDF et GDF en faveur de leurs modes de chauffage, la production mixte ne manque-t-elle pas du support d'organismes réellement capables et désireux de la promouvoir ? Par ailleurs la production mixte fait intervenir plusieurs partenaires dont un particulièrement puissant,EDF, qui n'ayant pas vocation à distribuer de la chaleur, semble parfois se demander s'il a vocation à en vendre , (sinon comment justifier la lourdeur des coûts indirects liés à une double production) En face, l'exploitant de chauffage parait assez désarmé .

Dans ces conditions, l'examen approfondi de la possibilité de mettre en oeuvre la production mixte, qui prend figure d'innovation en France alors qu'elle est déjà couramment pratiquée dans plusieurs pays étrangers, semble devoir nécessiter une incitation des Pouvoirs Publics, intervention logique dans la mesure où ceux-ci veulent mener une réelle politique énergétique.

Cette intervention s'est concrétisée sous la forme de la création d'une commission chargée d'étudier au niveau national les problèmes liès à l'utilisation de la chaleur produite par les centrales électriques ou d'autres installations industrielles . Cette commission a été assistée d'une sous-commission dont l'objectif était de se consacrer aux problèmes de la région parisienne . Parallèlement divers organismes, comme l'Agence pour les Economies d'Energie, ou la Préfecture de Région, avaient lancé des études sur ces mêmes sujets, qui étaient évidemment déjà suivis par les agents économiques immédiatement concernés : EDF, GDF, CDF, exploitants de chauffage (dont le syndicat national SNEC), constructeurs (Alsthom : turbines) etc... La principale difficulté du travail d'une commission est alors l'exploitation du matériel déjà à sa disposition et le suivi des nouvelles études qu'elle peut être amenée à lancer. Sur le premier point, c'est l'abondance de l'information, et la diversité des hypothéses qui peuvent la sous-tendre, qui font problème et qui exigent, pour un travail sérieux, que le rapporteur de la commission dispose des moyens d'investigation suffisants * -

.../...

* faute de quoi il se voit obligé de reprendre des conclusions qui lui sont proposées avec une réserve de pur style quant à la responsabilité de leurs auteurs -

Sur le second point, le fait que la commission ne dispose pas en tant que telle de moyens financiers impose que les études lancées le soient au nom d'un des organismes participant ayant mission ou possibilité de la faire • Cette situation peut alors créer des problèmes de pilotage, les bureaux d'étude voulant parfois, consciemment ou non, ne reconnaître qu'un client à part entière : l'organisme qui finance directement l'étude• Enfin les délais nécessaires pour obtenir les résultats d'études nouvelles peuvent se révéler incompatibles avec les objectifs fixés pour la remise des conclusions de la commission •

Par ailleurs, l'existence d'une commission pose toujours le problème des suites qui peuvent être données à ses conclusions. On peut se demander s'il ne serait pas souhaitable que soit prévue, dès la remise du rapport la phase qui doit suivre, c'est-à-dire d'organiser à l'avance les structures (par ex. groupes de travail restreints) qui seront utiles pour mettre en oeuvre telle ou telle conclusion qui serait retenue par les autorités qui auront à se prononcer. De sorte que si une opération de démonstration par exemple est envisageable, elle puisse être mise en oeuvre très rapidement, en pleine connaissance de cause des moyens nécessaires, qui seront ceux sur lesquels la commission se sera engagée .

Pour aboutir à de telles opérations, un examen de la question sur un plan général national ne peut suffire, puisque, on l'a vu, la production combinée ne pourra pendant longtemps se concevoir que dans un cadre régional, sous forme d'opérations ponctuelles . Il est donc nécessaire de procéder à l'analyse des situations locales des zones urbaines susceptibles de se prêter à ce type d'opération . Ce genre d'action correspondant aux objectifs de l'Agence pour les Economies d'Energie pourrait être menés sous son égide, à l'aide de groupes de travail régionaux à l'image de la sous commission Région parisienne L'Agence a déjà, d'ailleurs, entrepris des études de ce type pour son compte. Les projets retenus au niveau central, s'ils appellent une aide particulière des Pouvoirs Publics, devront être pris en charge par une société d'économie mixte concessionnaire dont les actionnaires pourraient être notamment EDF, les chauffagistes intéressés et les collectivités locales concernées Il semblerait en effet logique que cette société dont l'objet serait l'utilisation d'une partie des rejets thermiques d'une centrale électrique associé le producteur et le distributeur dans la recherche d'une gestion optimale de l'ensemble • En outre une société d'économie mixte pourrait accéder à un financement plus favorable pour ses investissements.

Dans l'état actuel de la question, le travail le plus utile, semble donc être de procéder à un inventaire des situations locales favorables à une application compétitive de la production combinée, sous l'impulsion d'un organisme permanent ayant mission explicite à promouvoir ce système. Ce n'est qu'en fonction d'un tel recensement que pourront être prises des décisions réservant l'avenir, telles que prévoir :

- la conversion de certaines centrales existantes,
- la localisation optimale des nouvelles centrales, compte tenu des autres contraintes en présence,
- la réalisation de réseaux de chauffage urbain classiques destinés à servir de structure d'accueil pour les eaux chaudes de rejet dès que leur taille sera suffisante.

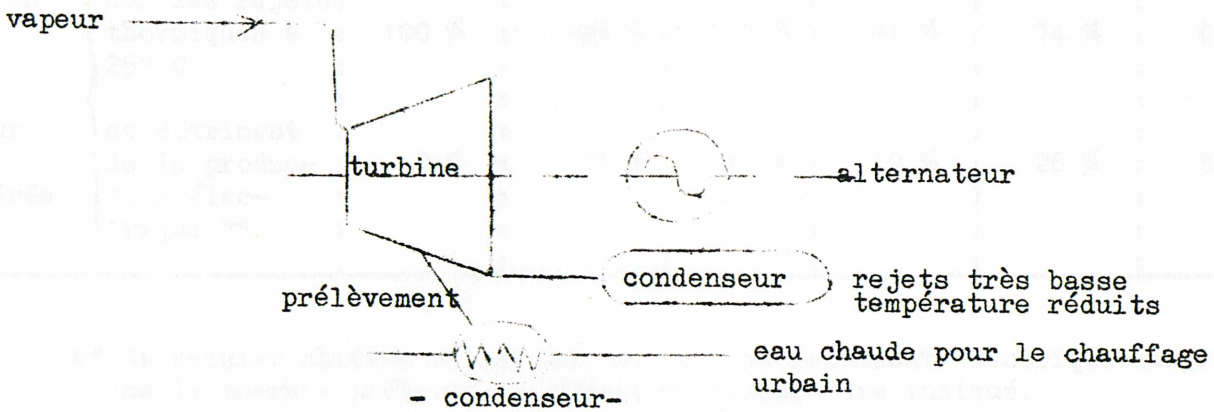
La difficulté de percée du chauffage urbain, et plus encore de la production combinée, tient en effet à ce qu'il est impossible de procéder à une réalisation progressive et qu'il faut prendre au départ une décision relativement lourde par rapport à la capacité des agents économiques concernés. Il y a un vrai risque économique à assurer qui, sans intervention directe de l'Etat, ne pourra être pris en charge qu'au prix d'une rentabilité suffisante de l'opération.

Annexe A

TECHNIQUES DE PRODUCTION MIXTE D'ELECTRICITE ET DE CHALEUR *

L'utilisation de l'eau de refroidissement des centrales électriques n'est possible qu'à condition de relever son niveau thermique, trop faible puisqu'il est de l'ordre 25° C. Il s'ensuit une perte ou un "manque à produire" électrique, car cette opération exige de détourner une partie de la vapeur effectuant sa détente dans la turbine.

Diverses solutions techniques sont possibles, le but à rechercher étant de minimiser la perte électrique. Celle-ci dépend de la température souhaitée pour l'eau chaude de rejet. Le principe physique est celui mis en oeuvre dans les réchauffeurs des centrales classiques : utiliser la chaleur latente de condensation de la vapeur prélevée pour amener l'eau à la température de vaporisation correspondant au niveau de pression du prélèvement (ou à une température plus faible).



La terminologie utilisée pour définir les diverses solutions pratiques mises en oeuvre correspond à la façon dont cette opération est réalisée :

- à un niveau de pression supérieur à ce que nécessite la température souhaitée pour l'alimentation du réseau, mais imposé par des contraintes pratiques (modification de matériel existant) : prélèvement de vapeur (entre corps MP et BP par exemple) ;

- en une seule fois, à un niveau de pression adéquat : il s'agit d'une turbine à contrepression (c'est-à-dire à condensation avec un condenseur chaud) ;

- en plusieurs fois (en pratique 2) : l'eau du réseau de chauffage est réchauffée progressivement (comme c'est le cas avec les réchauffeurs du poste d'eau de la centrale), de sorte qu'une partie de la vapeur continue d'effectuer un travail de détente au-delà du niveau possible dans le cas d'une turbine à contrepression pure ; on parle alors de soutirages et la perte électrique est encore réduite.

Ces solutions ne se distinguent donc pas d'un point de vue théorique, mais uniquement sous l'angle de la construction et de l'exploitation pratique. Il convient de remarquer ici que les centrales mixtes, à moins qu'elles ne soient destinées à être à l'arrêt hors de la période de chauffe, doivent toujours disposer de l'équipement leur permettant de revenir à une production électrique classique au meilleur rendement, c'est-à-dire en condensation froide, dès que le réseau de chauffage ne permet plus d'écouler toute la chaleur de condensation dis-

.../...

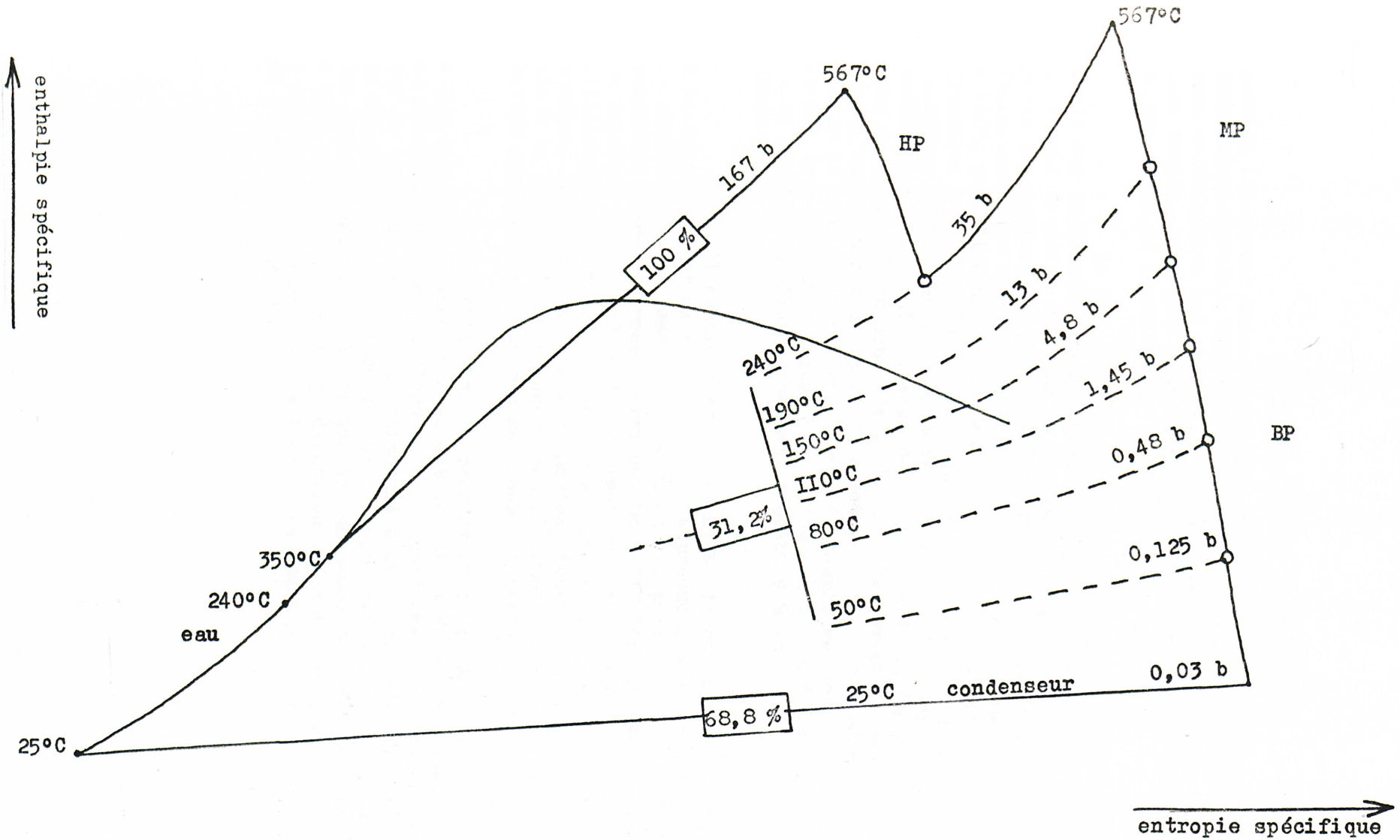
* voir le rapport de la commission R.P (partie I-A).

Production mixte d'eau chaude et d'électricité

Température souhaitée de l'eau chaude (température de condensation de la vapeur soutirée)		25° C	50° C	80° C	110° C	150° C	190° C
perte de kWh à la thermie * pour un réchauffage de l'eau en une seule fois)		—	0,08	0,15	0,22	0,30	0,38
proportion de la chaleur récupérée	sur les rejets thermiques à 25° C	100 %	93 %	87 %	81 %	74 %	67 %
	au détriment de la production électrique **	0 %	7 %	13 %	19 %	26 %	33 %

** Ce dernier chiffre correspond en fait au rendement électrique marginal de la thermie prélevée au niveau de température indiqué.

* Pour un réchauffage de l'eau en plusieurs étapes, la perte effective de kWh à la thermie est obtenue en pondérant les pertes correspondant aux divers soutirages par l'apport thermique relatif de ces soutirages. Par exemple pour de l'eau 70/110° C (températures retour/départ) : la perte serait de $0,15 \times \frac{1}{4} + 0,22 \times \frac{3}{4}$ soit 0,20 kWh/th (au lieu de 0,22 kWh/th avec un seul réchauffeur).



EXEMPLE DE CYCLE THERMODYNAMIQUE
D'UNE CENTRALE ELECTRIQUE THERMIQUE CLASSIQUE

o soutirage

% proportion du débit total

ponible (il serait vain de chercher à écouler artificiellement cette chaleur à température élevée). Une turbine à contrepression n'existera donc pas seule mais sera en dérivation sur une turbine à condensation classique, solution peut être plus souple, mais plus lourde en investissement, qu'une turbine à condensation unique munie de soutirages.

La technique de la production combinée est d'autant plus intéressante que la température à laquelle est fournie la chaleur est basse (car sinon il s'agit de moins en moins de rejets thermiques mais bien de prélèvement). La perte électrique, estimée dans le cadre de l'étude d'un cas concret en Région Parisienne dans la plage de 0,16 à 0,27 kWh/th pour une fourniture d'eau chaude à 120°, peut être déterminée en fonction de la température à partir du cycle thermodynamique d'une centrale électrique. Celui-ci est donné pour une tranche thermique classique de 600 MWe (585 MW nets). On en a déduit les pertes théoriques correspondant aux différents niveaux de soutirages de vapeur de réchauffage. La proportion de récupération dans l'eau chaude ainsi produite reste toujours importante, mais l'augmentation de la perte électrique avec la température peut rapidement élever le coût de la chaleur livrée de plusieurs centimes (augmentation du nombre de kWh de remplacement ainsi que du coût de la puissance électrique perdue -ou de la quasi-part d'investissement imputable à la chaleur, selon l'optique considérée-).

Il convient donc d'examiner le choix de la température de départ à la fois du point de vue du coût à la production et du coût d'acheminement de la chaleur vers le réseau de distribution, puisque ce deuxième élément diminue au contraire avec le niveau thermique. On peut alors procéder à une optimisation, en espérant que le coût optimisé restera inférieur à celui des énergies classiques utilisées en chaufferies. Toutefois, même si l'opération possède un intérêt économique, sa contribution aux économies d'énergie ne pourra que diminuer, rapportée à la thermie d'eau chaude, avec l'augmentation de la température. Sa contribution en valeur absolue pourra néanmoins rester importante.

Par ailleurs, la production combinée, qui pourrait se substituer à des chauffages classiques -c'est le cas le plus intéressant- mais également au chauffage électrique -lorsque les conditions y sont favorables-, peut permettre de diminuer la tendance saisonnière de la demande électrique liée aux besoins de chauffage. Compte tenu du foisonnement de la demande électrique, on peut admettre qu'une puissance calorifique en eau chaude de rejet de 1 th/h est équivalente à 1 kW installé en chauffage électrique. Cette puissance de 1 th/h est obtenue à un niveau de température exigeant une perte de puissance électrique en centrale de l'ordre de 0,20 kWe.

Il y a donc une économie possible de capacité de production électrique dès que 20 % de la puissance de chauffage fournie en eau chaude de rejet à des logements se substitue à une demande de puissance électrique, et cette économie en puissance pourrait atteindre, pour une substitution totale, 0,8 kwe par th/h installée en eau chaude de rejet.

Il ne faut cependant pas exagérer la portée de cet effet, l'économie d'une tranche nucléaire exigeant la substitution d'un mode de chauffage à l'autre sur plusieurs centaines de milliers de logements, et au prix d'autres investissements qui peuvent ne plus être négligeables à cette échelle. En fait l'effet est plutôt qualitatif, visant à réaliser des investissements bien adaptes au facteur de charge qu'on attend : diminuer la variation saisonnière de la demande électrique *, à l'aide de la production combinée et au prix d'unités thermiques de pointe, légères, fournissant 20 à 30 % ou moins de l'énergie annuelle de chauffage.

L'incinération des ordures ménagères

Il semble utile de rappeler ici que la production mixte, qui est un procédé visant à valoriser au maximum l'énergie fournie sous forme de vapeur à une turbine électrique, peut s'appliquer aussi bien à des unités classiques alimentées au fuel, qu'à des tranches nucléaires et surtout qu'à des unités d'incinération d'ordures (ménagères) avec récupération d'énergie sous forme de vapeur. Il s'agit là d'une énergie fatale, (puisqu'il est inévitable d'assurer le refroidessement de l'installation), qui en outre est relativement abondante. L'exemple du service T.I.R.U. de la Ville de Paris en est une illustration frappante puisque, traitant 1,55 Mt d'ordures en 1975 il est capable de fournir en production combinée ou en production de vapeur seule : 117 GWH électriques et 1,30 GTH en vapeur, livrée essentiellement à la CPCU. L'ensemble de ces fournitures représente une économie de combustible de l'ordre de 170 000 t.e.p. Par rapport au chauffage urbain exploité à Paris par la CPCU, la contribution du service T.I.R.U. représente 30 % environ de l'énergie livrée au réseau -(en ordre de grandeur : 10 t d'ordures équivalent à environ 1 tep)-

Il serait évidemment abusif de parler ici aussi d'énergie gratuite puisque sa mise en valeur exige un certain investissement supplémentaire, et que d'autre part le traitement des ordures par incinération ne peut se faire que s'il est concurrentiel avec d'autres procédés de traitement, ou même avec la mise en décharge (qui devrait cependant devenir de plus en plus difficile compte tenu des obstacles pratiques et réglementaires). Il est donc attendu de l'énergie récupérée une recette minimale venant alléger le coût d'incinération des ordures.

Cependant cette énergie devrait rester compétitive, y compris face à de nouveaux moyens de production calogène nucléaire où le faible coût proportionnel en combustible est compensé par la lourdeur des investissements. Il apparaît donc judicieux, du point de vu du coût pour les communes comme de l'économie en énergie primaire pour la collectivité, d'organiser le traitement des ordures dans des unités capables de récupérer l'énergie et de la fournir à un réseau de chauffage urbain. Les exemples en sont d'ailleurs déjà nombreux.

* En chauffage direct. Le chauffage à accumulation permet de combler les variations quotidiennes, sans trop accroitre la demande saisonnière.

Annexe B

TRANSPORT D'EAU CHAUDE

Le transport de chaleur à distance sous forme d'eau chaude n'est pas un problème technique (les adductions d'eau ne sont pas une nouveauté) mais bien plutôt un problème financier et économique. La mise en place de tuyaux de taille considérable (jusqu'à 2 m de ∅) représente des travaux de génie civil plus ou moins importants selon la disposition retenue (posé ou enterré) mais le coût global représente un investissement et donc des frais financiers élevés sans recettes correspondantes sur la période du début des travaux à la mise en service effective. Il peut en outre se présenter des difficultés locales venant grever le coût ou compliquer l'implantation : problèmes d'environnement (impact esthétique !), consistance particulière du sous-sol, etc...

Des ordres de grandeur de coût peuvent être extraits des évaluations de divers bureaux d'étude, elles-mêmes fondées soit sur des factures effectivement payées, soit sur des appels d'offre aux constructeurs et poseurs. Des éléments d'appréciation sont donnés dans le tableau ci-joint. On y constate une assez bonne homogénéité des évaluations. Il apparaît que le coût d'un réseau de transport de grande dimension sera très lourd en tissu urbain : on l'estime à 10 000 F le ml pour un diamètre de 1 m qui semble une limite supérieure (il y a deux tuyaux et le calorifuge à loger !). Il sera donc très difficile de faire pénétrer profondément dans une zone urbaine dense la chaleur provenant d'une centrale mixte éloignée : un éclatement rapide de l'artère principale s'imposera, ce qui peut poser des problèmes pour l'alimentation des centres villes anciens. En ville nouvelle, ce problème n'existe pas avec la même ampleur puisqu'il est possible de réaliser le réseau en terrain quasiment vierge, on est par contre confronté à la densité des besoins thermiques qui peut être soit beaucoup plus favorable que dans un quartier ancien (tour, raccordement intégral), soit au contraire beaucoup plus faible dans le cas d'habitat plus diffus.

Les indications de coût du mètre linéaire peuvent être rapportées aux thermies transportées, pour une distance standard, par exemple 20 km. Il faut faire des hypothèses de facteur de charge, qui devra être maximal (d'où l'intérêt de ne faire fournir par la centrale mixte que la base des besoins de chaleur- d'étudier la possibilité de stockages horaires, journaliers, etc...), et de frais financiers (ou taux d'actualisation s'il s'agit de juger de l'intérêt pour la collectivité par rapport à d'autres investissements) ; la durée de vie économique supposée est de 30 ans (sans doute pessimiste). Il faut évidemment insister sur le fait que, à débit égal, la puissance thermique est proportionnelle à la différence de température entre conduite aller et conduite retour. On retient ici 40° C, correspondant à une température aller de l'ordre de 100 - 110° C (plage où la production mixte est très intéressante*), et à une température de retour de l'ordre de 60 - 70°C, limitée vers le bas par le niveau thermique de sortie des usagers (en particulier s'il s'agit de radiateurs). Il apparaît qu'un effort d'abaissement de la température de retour de l'ordre de 10° serait possible (les panneaux de sol par exemple peuvent rendre l'eau vers 35° C ; on pourrait rechercher une amélioration du coefficient d'échange des radiateurs, comme pour la géothermie) et rentable : à investissement égal, la puissance transportée augmenterait de 25 %. Cet effort est cependant limité par les dimensions et le coût des échangeurs chez les usagers, qui doivent demeurer dans des limites acceptables.

.../...

* une optimisation pourrait être effectuée sur la base de données concrètes.

En fonction des diamètres, la puissance thermique acheminée est la suivante :

Diamètre m	Vitesse de circulation de l'eau m/s	Puissance MWth
0,5	2,0	65
1,0	2,4	315
1,5	2,5	740
2,0	3,0	1580

Le coût de l'ouvrage correspondant à 20 km en zone rurale est de l'ordre de :

Diamètre	Coût au ml	Coût total
0,5	2 000 F	40 MF
1,0	4 000 F	80 MF
1,5	6 500 F	130 MF
2,0	9 800 F	196 MF

Le coût moyen de transport de la thermie s'en déduit, selon les hypothèses retenues, et varie, d'après les résultats du tableau ci-joint, entre 0,16 c/th et 3,75 c/th dans les cas extrêmes. On constate l'intérêt d'augmenter la puissance transportée, et on retrouve la nécessité de disposer d'un facteur de charge maximal. Si le coût est excessif dans certaines configurations défavorables, il existe par contre de nombreux cas où il semble parfaitement acceptable (inférieur au 1/2 centime par thermie).

L'obstacle essentiel est donc la lourdeur de l'investissement,* qui exigera de ne réaliser ce genre d'opération qu'une fois que la demande thermique sera suffisante à l'extrémité, et que pour fournir la base de cette demande (c'est-à-dire avec un facteur de charge de l'ordre de 4 000 h).

On n'a jusqu'ici considéré que l'amortissement de la canalisation ; les pertes thermiques ont été supposées négligeables, ce qui semble pouvoir être le cas avec un calorifugeage raisonnable. On ne peut cependant éviter de tenir compte également du coût des installations de pompage qui augmente l'investissement de 10 à 20 %, ni surtout du coût d'entretien et d'exploitation (comprenant essentiellement l'énergie électrique de pompage, sans doute de l'ordre de 0,1 à 0,2 c/th).

Il n'est donc pas possible d'affirmer que le problème du transport de l'eau chaude de rejet des centrales mixtes soit surmontable dans tous les cas, la faiblesse des besoins pouvant souvent à elle seule être déterminante. Il faut passer par la réalisation préalable de réseaux de distribution de chaleur importants (seulement s'ils sont viables) et par une localisation la moins défavorable possible des unités de production combinée.

* surtout si la canalisation pénètre profondément en zone urbaine avant de rejoindre le réseau de distribution (pour le diamètre 500, 1 km en tissu urbain vaut environ 2 à 2,5 km en zone rurale).

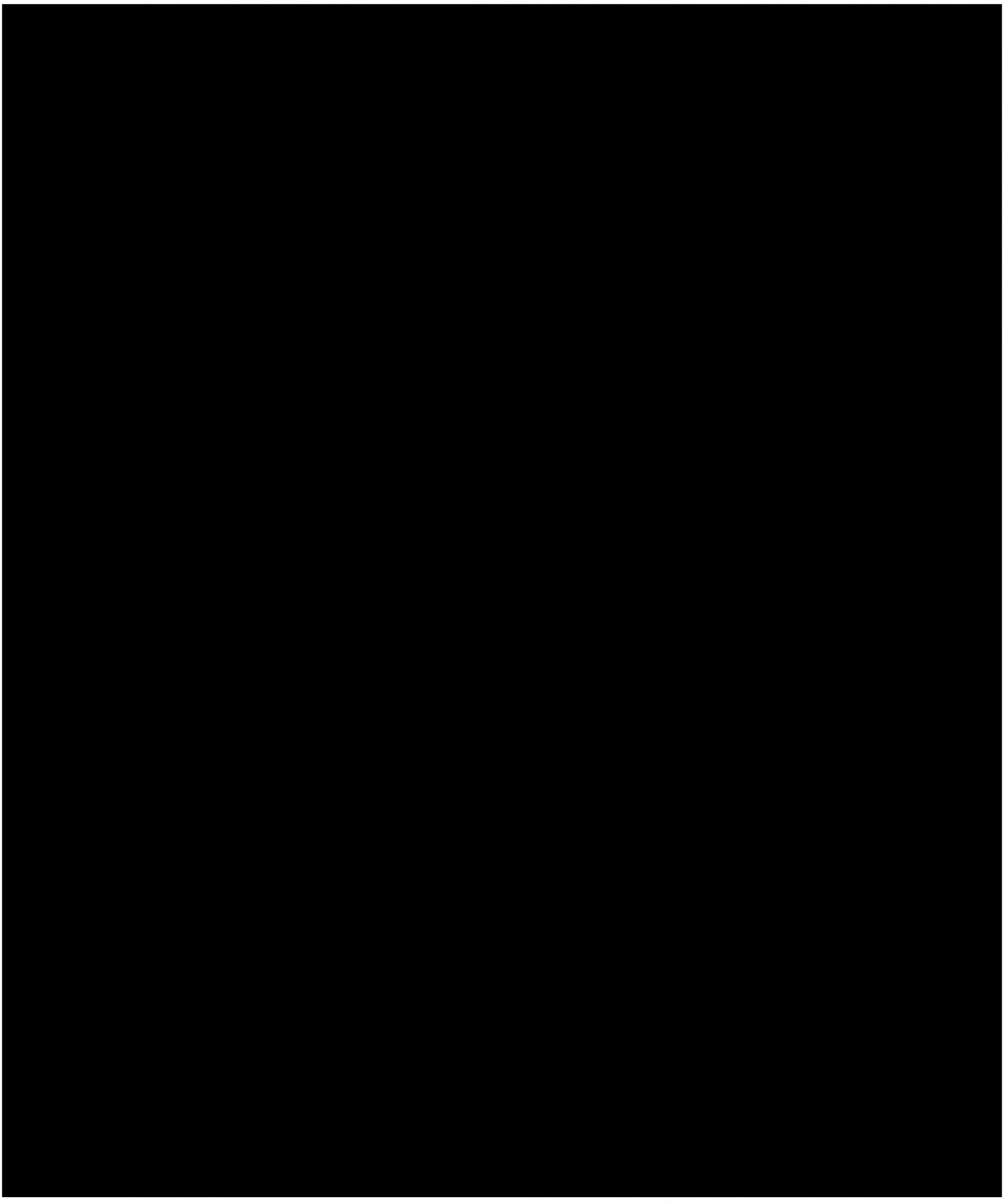
Puissance MW th	Taux 5 %			Taux 10 %		
	Utilisation			Utilisation		
	2000 h	4000h	6000 h	2000 h	4000 h	6000 h
65	2,30	1,15	0,77	3,75	1,87	1,25
315	0,96	0,48	0,32	1,56	0,78	0,52
740	0,66	0,33	0,22	1,08	0,54	0,36
1580	0,47	0,23	0,16	0,76	0,38	0,25

Amortissement du réseau de transport en cF/th

Coût du ml de réseau : F/ml

Ø mm	Zone rurale			Zone urbaine				
	TECHNIP (*)		SOCEA (cité par M.GRJEBINE)	TECHNIP *	CPCU	BETURE ***		
Prestation	2 tuyaux enterrés		2 tuyaux Θ max 90° acier isolé posé	2 tuyaux calorif. caniveau béton	2 tuyaux calorif. caniveau béton	2 tuyaux isolés + caniveau		
	1 calorifugé	2 calorifugés				génie civil	équipt thermique	total
60						595	427	1022
100				1010		690	561	1251
200				1600				
219						885	1056	1941
300	900	1100	1040	2280				
324						1167	1864	3031
400				3080	2830	1545	2769	4314
500	1680	2036	1770	4020	3690	1740	3309	5049
600				5120	4730			6000
1000	3445	4057	3540					
1500	5637	6465	6070					
2000	8900	9810	9230					

* fourchette + 0, - 20 % distance ≥ 20 km type PN 10 nov 75
** hiver 75
*** type PN 40 jan. 76 o jan. 75



Annexe C

LA PRODUCTION MIXTE A L'ETRANGER

La réflexion sur la production mixte qui se développe en France depuis un certain nombre d'années, et qui a été réactivée par la crise énergétique, existe également dans des pays voisins aux besoins de chauffage analogues, Allemagne Fédérale et Grande-Bretagne, sans parler des pays nordiques où cette technique est maintenant bien admise.

C1 - La position de l'Allemagne Fédérale.

Le Ministère Fédéral de la Recherche et de la Technologie s'est montré très favorable, depuis la crise de 1973-74, au système de la production combinée de la chaleur et d'électricité, ce qui s'est traduit par des crédits d'étude importants, l'extension gouvernementale d'aides au financement et à la production mixte, et des subventions pour des opérations de démonstration. Le Ministère estime en effet que la production combinée est un moyen efficace d'économiser l'énergie primaire (fuel comme charbon) tout en participant à la lutte contre la pollution atmosphérique, problème auquel l'Administration Allemande est très sensible.

Des crédits considérables (dépassant la dizaine de millions de DM) ont été consacrés à des études visant à déterminer l'intérêt et la faisabilité d'opérations de production combinée, de transport et de distribution de chaleur, à deux échelons, national et régional, s'articulant entre eux. Les résultats devraient être connus cette année, un modèle de réseau national de chaleur a déjà été évoqué afin d'en évaluer les coûts et les avantages. L'objectif est de profiter de la souplesse de l'interconnexion, bien connue dans le domaine électrique. Dans le cas de la chaleur, à l'aspect sécurité et utilisation optimale des unités de production* s'ajoute la possibilité de mettre en oeuvre le stockage de l'énergie (dans le réseau même ou dans des réservoirs spéciaux) qui assure un facteur de charge maximal aux installations et un manque à produire électrique -en particulier aux heures de pointe- minimal.

Le projet de réseau, s'il était retenu, pourrait guider l'implantation des futures centrales électriques (mixtes), l'élaboration du réseau bénéficiant elle-même d'un "atlas de la chaleur", inventaire des principaux besoins de chaleur en R.F.A. La configuration de ce réseau est esquissée sur la carte ci-jointe. Cependant, l'ampleur de l'opération (de l'ordre de 200 milliards DM)** interdit d'envisager une réalisation rapide de l'ensemble (50 ans sont suggérés) et des études régionales doivent préciser les sous-réseaux locaux qui sont envisageables à plus court terme. Des subventions ont déjà été accordées pour deux opérations, dans la région de la Ruhr et en Sarre.

Sur un plan plus général, on constate à ce propos que le Ministère Fédéral semble vouloir limiter son action à l'aspect production-offre de chaleur, la demande devant se déterminer en faveur des eaux chaudes selon les critères de l'économie de marché essentiellement le moindre coût. Il n'est donc pas envisagé l'obligation de raccordement, l'intérêt économique devant être le moteur des opérations de production combinée et de distribution de chaleur.

.../...

---

* fourniture de 90 % des besoins en chaleur, 10 % de l'énergie restant livrée par des chaufferies classiques de pointe.

** qui disposent déjà d'un certain nombre d'unités de production combinée.

La prise de position des Pouvoirs Publics allemands en faveur de la production mixte, si elle rencontre de l'intérêt de la part des exploitants de chauffage urbain*, se heurte à une attitude plus réservée des grandes sociétés productrices d'électricité, à qui l'intérêt économique de l'opération apparaît faible ou nul en regard de la lourdeur des investissements. Elles évoquent à ce sujet la difficulté de faire coïncider l'offre et la demande, qui conduit à des distances de transport considérables, d'où un coût élevé en investissements et en perte électrique s'il faut relever le niveau de température. Le problème du transport est renforcé par les difficultés que rencontrent ces sociétés pour implanter leurs centrales nucléaires, pour lesquelles les autorisations semblent particulièrement longues à obtenir de l'administration.

La politique des électriciens est donc d'accepter de livrer des calories sous forme d'eau chaude, chaque fois que c'est matériellement possible, à un prix qui ne modifie pas l'équilibre financier de la production électrique.

De leur côté, les constructeurs de centrales notamment nucléaires (KWU), envisagent la possiblité de livrer à la fois de l'électricité et de la chaleur, à l'aide d'installations restant capables de fournir leur puissance électrique maximale à la demande en profitant de l'inertie des réseaux d'eau chaude, donc avec des pertes électriques minimales. Des ordres de grandeur** de coût sont avancés, par exemple par KWV : 3 à 4,5 pf/th*** pour la livraison d'eau surchauffée, (aller 115 - 170° C, retour 50° C) à une distance de 30 km à partir d'une centrale nucléaire d'eau légère de 1300 MW, pour des facteurs de charge de 7500 h pour la centrale et 2000 h pour la production d'eau chaude.

En définitive, la situation en Allemagne ne paraît fondamentalement différente de ce que connaît la France, qu'en ce qui concerne l'importance des réseaux de distribution de chaleur et des centrales de production combinée existant d'ores et déjà :

- 23000 MWt contre 9000 MWt en France. Les centrales de production mixte représentent 6000 MWt alors qu'elles sont pratiquement inexistantes en France.

- répartition des 20 plus gros réseaux allemands de chauffage urbain :

plus de 2 000 kth/h	1	2	3
de 1 000 à 2000 "	2	1	11
de 500 à 1 000 "	0	15	4
de 250 à 500 "	17	2	2
	en 1973	en 1985 prévu	en 2 000

Cet acquis, plus l'incitation gouvernementale, devrait permettre de réaliser plus facilement des opérations d'une certaine envergure où l'on ferait appel à des centrales électriques de grande taille.

C2 - <u>La position de la Grande-Bretagne</u>.

La situation de la production électrique en Grande-Bretagne semble caractérisée par la très faible proportion d'énergie nucléaire au moins jusqu'en 1990. Jusque-là les kWh perdus au titre de la production combinée devront être compensés dans des centrales thermiques classiques, ce qui, avec le surcoût d'investissement, devrait ôter toute rentabilité à l'opération,

.../...

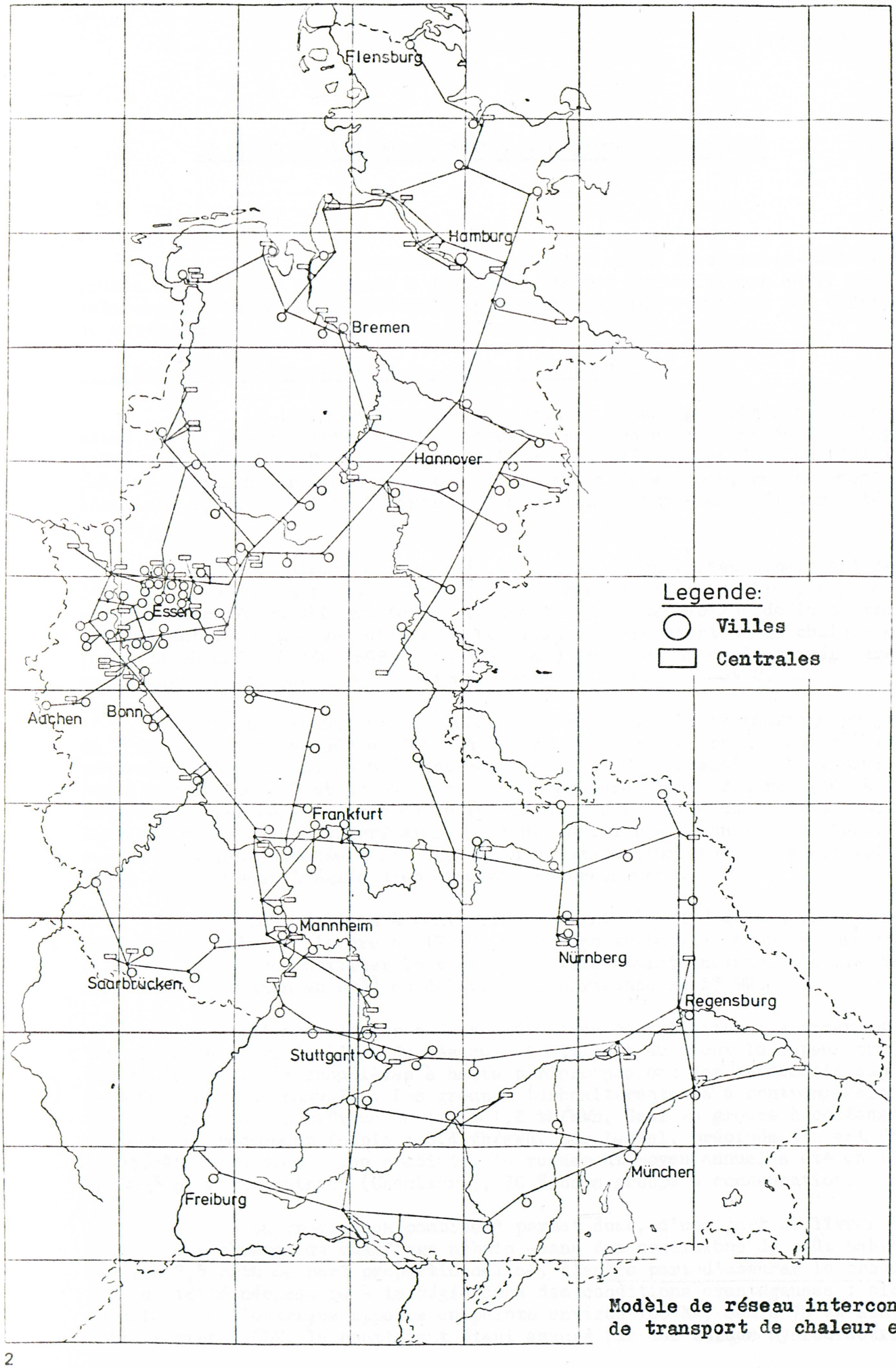
---

* pour aboutir à une économie effective en énergie primaire de l'ordre de 55 Mtec/an.
** pétrole brut 230 DM/t environ.
*** 1pf ≃ 1,8 cF.

malgré l'économie de combustible d'environ 35 %, si on en reste aux niveaux de température habituellement adoptés par les réseaux de chauffage urbain existant (130° C).

Par ailleurs, la liberté de choix de l'usager interdisant une obligation généralisée de raccordement, il est souhaitable d'attendre de disposer de réseaux de chauffage urbain classiques de taille suffisante avant de les connecter à une centrale mixte, faute de quoi le coût des investissements intermédiaires risque d'être excessif.

En définitive, c'est la rentabilité économique de l'opération, et non la seule économie d'énergie, qui doit permettre de prendre les décisions de réalisation.



Modèle de réseau interconnecté de transport de chaleur en RFA

Annexe D

LA PRODUCTION MIXTE EN FRANCE : QUELQUES EXPERIENCES

Les rares exemples de production mixte électricité-chaleur en France doivent leur existence à des circonstances particulières qu'il peut être intéressant d'examiner, rapidement, pour éclairer les atouts et les difficultés de cette formule d'utilisation de l'énergie.

1. L'Usine d'Electricité de Metz, régie municipale.

La décision de créer un réseau de chauffage urbain à Metz a été prise par la municipalité en 1955, et cette mission a été confiée à la Régie d'Electricité, l'U.E.M. dont les premières activités datent de 1880 (éclairage public) et qui a gardé son statut de régie autonome en 1946, conformément à l'article 23 de la loi du 8 avril sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

La puissance raccordée du réseau de chauffage urbain est de 110 kth/h (130 MW thermiques) pour 32 km de canalisations doubles, de diamètre compris entre 20 et 450 mm. Le point desservi le plus éloigné de la centrale est distant de 3 km à vol d'oiseau. Le fluide de transport de la chaleur est de l'eau surchauffée à 140/180° C (19 à 25 bar) en fonction de la température extérieure, la température de retour étant de l'ordre de 80° C.

La production de chaleur est réalisée par réchauffage progressif de l'eau de retour de 90° à 135° C à l'aide des condenseurs de deux turbines à contrepression alimentées par deux chaudières HP fournissant de la vapeur à 64 bar à partir de fuel et de charbon. La température finale désirée (140 à 180° C) est obtenue par mélange avec de la vapeur à 12 bar, provenant soit de soutirages sur les turbines à contrepression, soit de chaudières MP charbon ou fuel, soit encore de vapeur achetée à l'Usine d'Incinération d'Ordures Ménagères voisine, créée en 1970 sous l'égide d'un syndicat intercommunal.

Les turbines à contrepression entraînent deux alternateurs d'une puissance totale de l'ordre de 17 MW. Un groupe turboalternateur à condensation a été installé pour utiliser la vapeur MP excédentaire (notamment celle de l'usine d'incinération en été) et délivre une puissance de 13 MW.

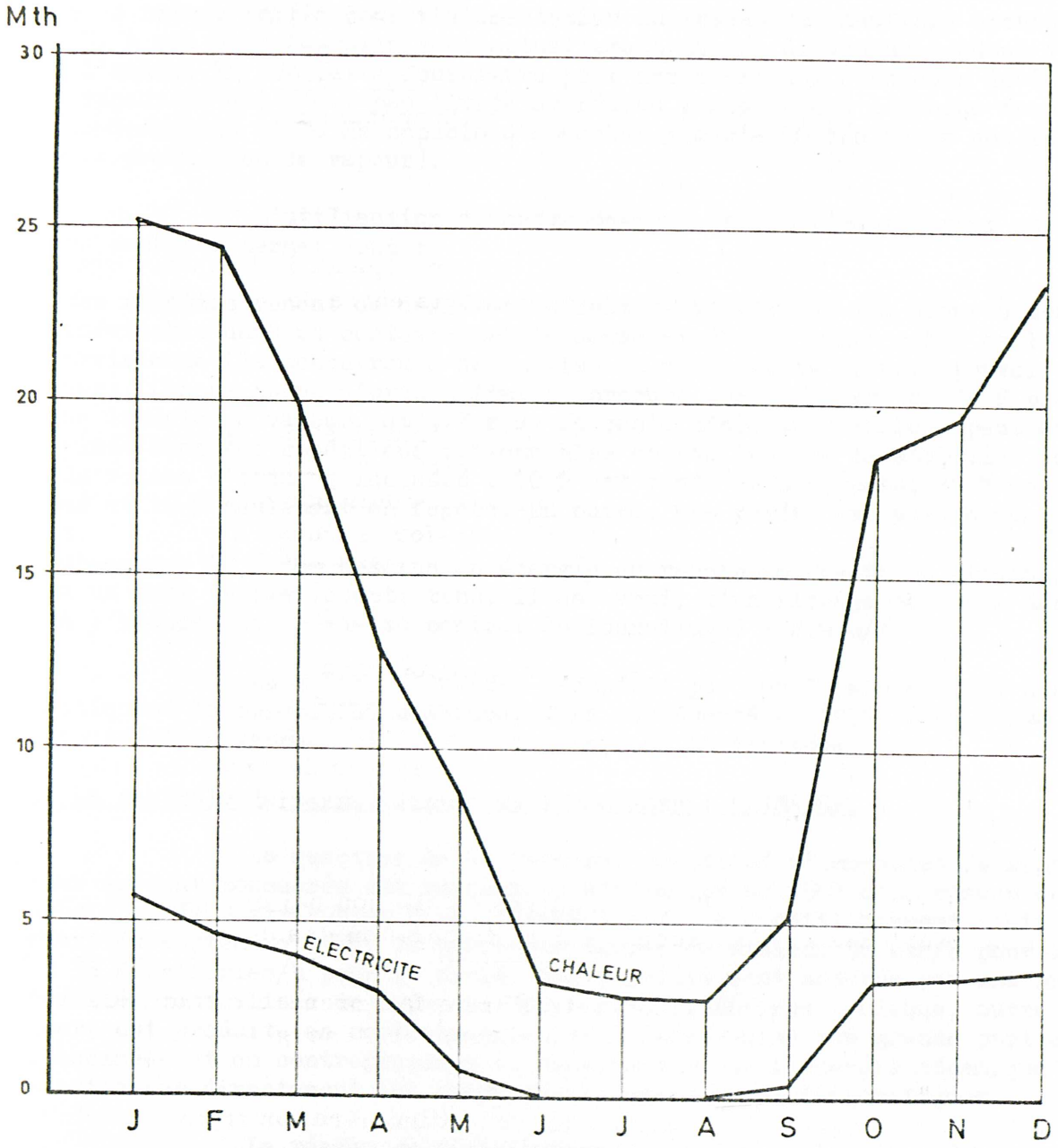
L'installation a donc été conçue pour limiter les irréversibilités lors du réchauffage de l'eau du réseau, et utiliser au mieux la vapeur produite (ou récupérée). Les chaudières à haute performance ont des rendements supérieurs à 80 % en moyenne annuelle. Les groupes turboalternateurs à contrepression ont une consommation spécifique de 1,1 à 1,2 th/kWh. Seul le groupe à condensation présente un rendement faible : 3,4 th/kWh, sur lequel, précisément, est fondé l'intérêt de la production combinée. Le rendement moyen annuel a été en 1974 de 60 % pour la centrale (Chambière), 70 % hors groupe à condensation.

La production combinée* permet donc, d'une part de livrer de la chaleur aux abonnés du chauffage urbain -dans des conditions de coût habituelles : environ 7,5 c/th de part proportionnelle-, d'autre part d'assurer la production d'électricité nécessaire à la Régie dans des conditions avantageuses : alors que la clientèle électrique appelle en pointe environ 100 MW, seuls 70 MW sont souscrits auprès d'EDF, le complément étant assuré par des usines hydroélectriques

.../...

* voir figure page 29

PRODUCTION SIMULTANEE DE CHALEUR UTILE ET D'ELECTRICITE* DANS LE CYCLE COMBINE CHALEUR FORCE - Exemple de l'année 1974 -



* Y COMPRIS VALORISATION PAR LE GROUPE A CONDENSATION

sur la Moselle, pouvant fournir jusqu'à 10 MW, et par la centrale mixte de Chambière (30 MW). Il n'y a donc pas revente d'électricité à EDF mais diminution des achats. Et il convient de rappeler que 20 % environ de l'énergie primaire utilisé à Chambière provient de l'incinération des ordures ménagères.

2. L'usine d'incinération d'ordures d'Issy les Moulineaux du service TIRU de la Ville de Paris.

Cette usine, mise en service en 1965, est capable de traiter actuellement 1800 t/j d'ordures ménagères dans 4 groupes incinérateurs fournissant ensemble 140 t/h de vapeur HP : 64 bar, 410° C. Cette vapeur est détendue dans un groupe à contrepression de 9 MW, d'où elle sort à 20 bar environ, qui est le niveau requis pour l'alimentation du réseau de chauffage urbain de la CPCU, à qui sont fournies contractuellement 95 t/h de vapeur pendant 150 jours de l'année. En été cette fourniture peut descendre aux alentours de 60 à 70 t/h. La vapeur MP qui n'est pas livrée au réseau parisien est détendue dans un groupe à condensation de 16 MW capable d'absorber jusqu'à 80 t/h (mais non la totalité de la production de vapeur).

L'utilisation de cette énergie de récupération pour une production combinée permet donc :

- des recettes venant de dégréver le coût de traitement des ordures ménagères, inévitable dans un contexte urbain dense et étendu comme celui de la région parisienne (la concurrence de la mise en décharge ne devrait pouvoir subsister). Chaque tonne d'ordure traitée procure une ressource de 24 F provenant de la vente de vapeur, et 4,7 F de la vente d'électricité (qui peut être valorisée dans des conditions raisonnables compte tenu de la stabilité relative du volume d'ordures incinéré : 70 % est vendu en programmé, 20 % en diagrammé et 10 % seulement en fugace. En outre, une partie est autoconsommée).

- d'assurer 30 % des besoins en énergie du réseau de chauffage urbain parisien, à un coût faible (compte tenu, il est vrai, d'un blocage des prix dérogeant à l'indexation prévue au contrat de fourniture) : 2,9 c/th.

Au total, l'énergie récupérée par les 3 usines TIRU, dont 2 pratiquent la production combinée, aura représenté en 1975, sous forme d'électricité et de vapeur : 170 000 tep pour 1,55 Mt traitées.

3. La centrale de climatisation de la Défense : CLIMADEF.

Le quartier de la Défense, constitué d'immeubles de grande hauteur surtout consacrés aux bureaux, a été équipé en 1967 d'un réseau de chauffage urbain et de distribution d'eau "glacée" pour le conditionnement d'air des locaux. En septembre 1975, la puissance raccordée étaitde 96 kth/h pour le chaud et 35 M frigories/h pour le froid. Ces services sont assurés par une production combinée centralisée de type chaleur-électricité/force, puisque, outre la chaleur, est produite en contrepression de l'électricité -en grande partie autoconsommée- et en contrepression ou condensation de l'énergie mécanique destinée à actionner directement les compresseurs des groupes frigorifiques.

Le réseau de distribution de chaleur, d'environ 9 km de canalisations doubles d'un diamètre d'au plus 400 mm, comprenant 3 artères principales, est alimenté en eau surchauffée à 130/190° C (selon la température extérieure -pression maximale 16,5 bar) avec retour de l'ordre de 90° C.

.../...

L'eau de retour est réchauffée dans le désurchauffeur-condenseur de deux groupes turboalternateurs à contrepression, de puissance totale 23,5 MW, alimentés par 3 chaudières HP au charbon et au gaz naturel, produisant de la vapeur 64 bar, 455° C. Cette opération amène l'eau à une température de 130° C. Le complément de surchauffe nécessaire en hiver (jusqu'à 190° C) est produit dans un préparateur alimenté par une chaudière MP, au charbon, délivrant de la vapeur à 18 bar.

La consommation spécifique des groupes turbo-alternateurs à contrepression est, d'après l'expérience, de 1,1 th/kWh à pleine charge, 1,3 th/kWh à mi-charge. Il s'agit donc d'un rendement très intéressant, cependant toute la production d'électricité ne peut être autoconsommée, tandis que les contraintes d'exploitation conduisent même à des achats à EDF (notamment pour satisfaire les besoins de froid, lorsque les besoins de chaud sont insuffisants pour permettre une production électrique adéquate). Il y a donc vente à EDF d'une quantité d'électricité, équivalente, pour 1974/75, à un peu plus de la moitié de la production, qui est valorisée dans des conditions relativement peu satisfaisante, puisque pour 55 % en fugace, 17 % en diagrammé et seulement 28 % en programmé. Cet état de fait s'explique par la grande variabilité des besoins de chaleur, liée au caractère de la zone desservie, essentiellement tertiaire, ce qui conduit à une utilisation de l'ordre de 1700 h, alors que le secteur résidentiel ne connaîtrait pas les mêmes diminutions de puissance appelée la nuit et le week-end.

Les calories sont livrées à un coût proportionnel de l'ordre de 5,8 c/th, mais la tarification ne peut se comprendre que globalement en tenant compte des trois productions liées que sont la chaleur, le froid et l'électricité.

Un autre problème essentiel est, dans le cas de CLIMADEF, les réductions successives de prévisions de raccordement au réseau de chauffage, liées au ralentissement de la réalisation du programme de la Défense -9 5 kth/h sont effectivement desservis, alors que la centrale est projetée pour 240 kth/h. Il s'ensuit que, même si l'on a essayé d'adapter, dans la mesure du possible, le niveau des investissements à la demande effective prévisible, la modification de l'échéancier de développement a fait supporter à la société d'exploitation des charges supplémentaires. Il s'agit là d'un problème général pour tous les réseaux de distribution de la chaleur.

Il convient en dernier lieu de signaler que, au-delà des conditions favorables qui semblaient être réunies pour la réalisation de l'installation de la Défense : taille et densité des besoins, autoconsommation importante d'électricité, la qualité des actionnaires de la société : Charbonnages de France, Gaz de France, Compagnie Générale des Eaux, a été un atout supplémentaire.

CONCLUSION.

L'existence de ces trois installations de production mixte établit clairement que les difficultés que rencontre cette formule de chauffage ne sont pas d'ordre technique : le matériel utilisé relève dans l'ensemble de conceptions assez classiques.

En revanche, l'intérêt économique de ces opérations est essentiellement tributaire des conditions locales :

.../...

- taille des besoins, échéancier de raccordement,
- utilisation effective des installations, stabilité relative de la demande en chaleur influençant la production électrique produite, et notamment part d'autoconsommation
- enfin valorisation pratique de l'électricité produite, et notamment part d'autoconsommation.

Il faut noter, en ce qui concerne les divers points, que les problèmes de la valorisation des kWh électriques et du couplage entre chaleur et électricité seront fortement atténués dans le cas d'une centrale mixte appartenant au parc EDF.

Enfin, la rentabilité ne semble pas avoir été à elle seule le facteur déterminant de choix dans les cas mentionnés ci-dessus, mais bien plutôt une condition nécessaire. Le poids de l'organisme promoteur semble au contraire avoir été décisif pour la prise d'une décision qui apparaît présenter un caractère politique marqué. On voit là une condition importante pour la réalisation future d'autres expériences analogues.

Annexe E

LA PRODUCTION NUCLEAIRE CALOGENE

Le renchérissement du prix des combustibles fossiles permet de se demander si, de même que la production électrique nucléaire est devenue compétitive par rapport à la production thermique classique dans certaines conditions, des réacteurs nucléaires purement calogènes ne pourraient se substituer à des chaufferies classiques de chauffage urbain, particulièrement lorsqu'il n'est pas envisageable de recourir à la production combinée.

C'est dans cette optique que le CEA a développé différents types de chaudières nucléaires telles :

- la Chaudière Avancée de Série (C.A.S.) de 1100 MW thermiques, réacteur pressurisé à boucles dont le prototype est le P.A.T. mis en service en 1964 à Cadarache.

- la C.A.S. de 420 MW thermiques, réacteur pressurisé semi-intégré dérivé du CAP.

- une pile-piscine de 100 MW mise au point à partir des réacteurs piscines de recherche développés dans les Centres d'Etudes Nucléaires.

La commission d'étude de l'utilisation de la chaleur en région parisienne a été amenée à étudier plus particulièrement un cas concret d'application d'une telle technique, à propos de l'alimentation en vapeur de l'important réseau de chauffage urbain de la ville de Paris (CPCU). Ce cas est cependant assez exceptionnel, du fait de sa taille : 1650 MW thermiques en pointe, les plus gros réseaux de chauffage urbain, notamment de banlieue parisienne, représentant plutôt des puissances de l'ordre de 250 MW thermiques.

L'examen de la possibilité de substitution de moyens nucléaires aux chaufferies classiques alimentant ces réseaux est l'occasion d'aborder les deux types de problèmes qui se posent à ce sujet, et qui sont assez semblables à ceux soulevés par l'implantation de tranches nucléaires électrogènes par EDF.:

- les problèmes d'environnement : sûreté et pollution
- la lourdeur des investissements, qui est préciseément la caractéristique du système nucléaire par rapport aux énergies classiques.

Les problèmes d'environnement.

Pour chaque installation, ils sont de même nature mais quantitativement moins importants que pour les centrales électriques EDF : les rejets thermiques notamment sont considérablement réduits puisque, à part le refroidissement de certains auxiliaires, c'est le réseau de chauffage qui absorbe la chaleur produite. En contrepartie il faut prendre en compte la perspective d'une dissémination importante sur le territoire de sites nucléaires de faible puissance, qui peut rencontrer des obstacles au niveau de l'opinion publique. Il s'agit là du problème général de l'environnement nucléaire, qui conduit à une relative raréfaction à moyen terme des sites nucléaires, et donc généralement à un certain éloignement "de sécurité" entre la source et l'utilisation (agglomérations). C'est ainsi que, dans le cas concret de la CPCU, la localisation

.../...

Saclay du projet de réacteur calogène a été dictée par l'existence préalable d'un centre nucléaire, tandis que l'examen d'une solution de production combinée* se heurtait à l'absence de site acceptable actuellement pour l'implantation d'une centrale nucléaire EDF.

En ce qui concerne le problème de la sûreté qui constitue un aspect plus restrictif, mais essentiel néanmoins de l'environnement des réacteurs nucléaires, on se trouve confronté à deux constatations importantes :

- L'eau chaude ou la vapeur sortant des chaufferies nucléaires sera distribuée dans les agglomérations, les zones tertiaires ou industrielles, et ira alimenter les sous-stations des usagers. Toute contamination accidentelle doit donc être évitée.

- L'exploitation des chaufferies nucléaires : sûreté, radiprotection, gestion du combustible, intervention d'entretien, etc. exigera de la part du chef de centrale et du personnel des compétences dont disposent seuls, pour l'instant, EDF et le CEA. Des problèmes d'assistance technique et de garantie de compétence seront donc à résoudre.

La lourdeur des investissements.

Elle conduit, comme pour les tranches électriques, à rechercher l'effet de taille, visant à diminuer le prix relatif de la puissance installée, et un facteur de charge maximal (les centrales électriques nucléaires fonctionnent en base).

L'effet de taille, en chauffage urbain, est forcément limité par la puissance des réseaux à raccorder qui, dans le cas général est beaucoup plus réduite que celle de la CPCU. On cite en exemple les 11 installations de chauffage urbain (ou ensembles de chauffages collectifs) qui auraient en stade final une demande supérieure ou égale à 200 kth/h : Saint Denis, La Défense, Grenoble, Reims, Toulouse, Lyon, Strasbourg, Rennes, Metz, Orléans, Dijon.

Par ailleurs, l'investissement de production doit être complété, comme il a été indiqué ci-dessus et comme cela se passe également dans le cas de la production combinée, par des canalisations de transport, d'autant plus onéreuses qu'on est obligé de pénétrer profondément en zone urbaine existante.

Ainsi, le réacteur calogène de 1100 MW prévu à Saclay pour l'alimentation de la CPCU aurait un coût de 990 MF (Jan. 75) intérêts intercalaires compris, à comparer aux 1070 MF nécessaires pour 2 réacteurs de 420 MW thermiques, et auquel viennent s'ajouter 250 MF environ pour le transport de la vapeur sur une distance de 20 km. L'investissement (avec la première charge), de l'ordre de 1340 MF pour près de 1500 t/h de vapeur est donc 12 fois supérieur à celui correspondant à une chaufferie classique au fuel (11 MF pour 150 t/h).

Il s'en déduit deux conséquences :

- Pour que le coût de la thermie reste compétitif, il faut que le facteur de charge soit maximal**. Les solutions sont analogues à celles que l'on peut envisager pour la production mixte :

  . ne faire fournir à la chaudière nucléaire que la base des besoins de chauf-

.../...

---

* peu intéressante toutefois du point de vue énergétique compte tenu des caractéristiques de la chaleur (vapeur) à livrer.

**alors que les chauffages urbains ont une utilisation équivalente de l'ordre de 2000 h (2900 h pour la CPCU).

fage : par exemple 70 % de l'énergie pour 40 % de la puissance de pointe, ou 85 % de l'énergie pour 50 % de la puissance de pointe.

. mettre en oeuvre des procédés de stockage de la chaleur, permettant d'assurer une exploitation à puissance maximale du réacteur, l'exédent d'énergie étant accumulé pour être restitué au moment des pointes. Cette opération n'est possible que pour l'eau chaude ; elle peut être mise en oeuvre de la même façon dans le cas de la production mixte où l'énergie stockée permet, lors de la pointe de chaleur de fournir le supplément de puissance nécessaire, et lors de la pointe d'électricité de permettre un effacement de la production de chaleur et éventuellement un accroissement supplémentaire de production électrique par réchauffage de l'eau alimentaire.

Il est encore difficile de donner des ordres de grandeur de coût pour les techniques de stockage de la chaleur -géologique ou artificiel-, bien qu'on puisse se référer à des installations analogues dans des domaines voisins : stockage en surface et géostockage d'hydrocarbures, puits de géothermie... C'est donc un domaine où les études technico économiques devraient être poursuivies pour compléter les méthodes disponibles en vue d'une meilleure utilisation de l'énergie.

En définitive, il est raisonnable de viser des durées d'utilisation de 5 à 6000 h par an.

- si la charge en investissement à la thermie produite peut être ramenée à des valeurs acceptables (sinon le nucléaire ne serait pas rentable), il n'en reste pas moins que la mise en place de moyens de production nucléaires exige un investissement massif, aggravé par les intérêts intercalaires, et donc une capacité de financement peu commune -en tout cas hors de proportions avec les moyens habituels des exploitants de chauffages urbains-.

Il apparaît donc nécessaire de constituer une société spécialisée disposant des garanties nécessaires, par exemple de la part de banques, de grands groupes (industriels, pétroliers), du CEA, de l'EDF (quant à la compétence technique pour la réalisation du projet et l'exploitation), de collectivités locales (si elles sont suffisamment puissantes ou peu endettées) de l'Etat (si l'objectif d'économie en hydrocarbures paraît justifié), etc...

La production nucléaire calogène n'étant pas encore une opération industrielle "ordinaire", EDF, le CEA, la Société Générale et la BNP se sont associés pour constituer une société de promotion -Promocal- destinée à lever les difficultés particulières -financement, réalisation, exploitation- évoquées ci-dessus.

Le cas de la ville de Paris.

Le projet d'alimentation de la CPCU en vapeur nucléaire est un des plus avancés en ce domaine, et bénéficie de conditions particulières favorables :

- l'effet de taille existe, le réseau de la CPCU étant très important et bénéficiant d'une bonne densité calorifique. En outre il est possible (et souhai-

.../...

table) d'alimenter sur le trajet du feeder d'autres réseaux de chauffage urbain en banlieue Sud de Paris. Ces réseaux travaillent en effet dans des conditions de température élevée, défavorables à la production combinée mais résultant d'une optimisation pour des chaufferies classiques,

- le facteur de charge est intéressant si l'on ne fournit que la base des besoins de chaleur, d'autant plus que la durée d'utilisation du réseau de la CPCU, est nettement supérieure aux valeurs moyennes constatées habituellement (ce qui est expliqué par la structure de la clientèle). Toutefois, l'amélioration du facteur de charge, par la mise en base est, relativement, plus importante pour ce qui est des réseaux de banlieue alimentés sur le trajet de la canalisation que pour la CPCU elle-même, dont la base des besoins est et reste assurée par la chaleur fatale récupérée dans les usines TIRU d'incinération des ordures ménagères (30 % environ de l'énergie) et cédée à un prix avantageux.

- enfin, le site pour l'implantation du réacteur calogène est disponible à Saclay, grâce à la présence du CEA.

Ce dernier point, à lui seul, lève une condition déterminante pour l'utilisation de la chaleur nucléaire, particulièrement en région parisienne.

L'intérêt économique peut être apprécié à la lumière du coût moyen actualisé* de la thermie, qui se décompose de la façon suivante :

Investissement de production	2,4 c/th	
Exploitation, entretien	0,6 c/th	
Combustible	1,1 c/th	(première charge + coût "proportionnel")
Coût total de production	4,1 c/th	
Transport (Paris -Saclay)	0,6 c/th	
Coût total	4,7 c/th	

Ce coût n'est pas différent à la production de celui de la vapeur qui pourrait être fournie à partir d'une centrale nucléaire EDF (au niveau de température et pression requis, il ne s'agirait pas de production mixte) et serait égal à celui résultant de chaufferies classiques si le prix du fuel BTS ne devait pas excéder 350 F/t (le prix de marché actuel est en fait de l'ordre de 400 F/t).

Ces chiffres devaient être précisés à l'aide d'études lancées sous l'égide de la Commission d'utilisation de la chaleur en région parisienne. Leurs résultats s'étant fait attendre, une certaine incertitude subsiste mais l'ordre de grandeur permet de conclure, sinon à une rentabilité supérieure à 10 %, du moins à une certaine rentabilité économique à ce taux. A intérêt économique égal, le réacteur calogène permet cependant par rapport aux moyens de production de vapeur classiques, d'économiser environ 450 000 à 600 000 t d'hydrocarbures par an et de réduire en conséquence la pollution atmosphérique liée à leur combustion.

L'intérêt de l'opération apparaît donc plus d'ordre général, notamment quant à la diversification des approvisionnements de la collectivité en énergie, que purement économique ; la lourdeur des investissements se fait, dans ces conditions, plus durement sentir, et demeure un obstacle essentiel. Il reste également que, malgré le site favorable de Saclay, la production, le

.../...

* 10 % sur 20 ans.

transport et la distribution de vapeur dite "nucléaire" amènera des prises de position diverses de la part des collectivités locales concernées, ce qui peut également entraver le projet.

Il s'agit, en définitive, d'une opération de politique énergétique* qu'ont à mener les Pouvoirs Publics, de même nature que par exemple les décisions relatives au programme électronucléaire.

CONCLUSION.

Si la production nucléaire purement calogène juxtaposée à une production purement électrogène est sans doute économiquement et énergétiquement moins intéressante que la production mixte électricité-eau chaude, elle devrait néanmoins être compétitive par rapport aux hydrocarbures, qu'elle éviterait ainsi d'importer.

Elle ne pourra se développer, en supposant que les difficultés réelles ou psychologiques liées aux sites et au poids des investissements soient levées, que grâce à la réalisation de réseaux de distribution de chaleur d'une taille suffisante. Or l'effet d'échelle recherché pour le nucléaire, joue peu pour la production à partir de fuel, ce qui handicape cette phase intermédiaire, où le chauffage urbain classique à implanter ou à développer subit la concurrence d'autres modes de chauffage tels le tout électrique et le gaz individuel mieux placés au regard de certains critères partiels (confort de l'usager, répartition des investissements entre particulier et collectivité, coûts immédiat des investissements et futur des consommations,...). Cette difficulté existe également au détriment de la production combinée pour laquelle la même phase transitoire est nécessaire. Il faut noter ici que l'optimisation du réseau à réaliser ne conduit pas aux mêmes caractéristiques techniques selon qu'il s'agira de l'alimenter à partir d'une centrale mixte ou d'un réacteur nucléaire calogène de type pressurisé ou piscine. Ces différents modes de chauffage apparaissent complémentaires, leur choix étant dicté par les conditions locales (notamment éloignement des centrales EDF).

Il pourrait donc être judicieux en vue d'une utilisation optimale de l'énergie que soient définies les zones où devraient être recommandé et favorisé tel mode de chauffage, tandis qu'ailleurs jouerait le libre jeu de la concurrence et des initiatives diverses. Faute de quoi les systèmes à investissement lourd pour le particulier ou le promoteur risqueraient d'être systématiquement désavantagés malgré leur intérêt économique et énergétique pour la collectivité.