



Ministère d'État

Ministry of State

Sciences et Technologie
Canada

Science and Technology
Canada

Les systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout

TH
7410
.C39
1984a
c.1

Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

N° de cat. ST31-16/1984F

ISBN 0-662-92738-9

TH
7410
.C39
1984a
c.1

TABLE DES MATIÈRES

LES SYSTÈMES DE
CHAUFFAGE HYBRIDE
À L'ÉLECTRICITÉ ET AU MAZOUT

Rapport préparé par R.H. Clayton
Division de l'analyse stratégique
Ministère d'État chargé des
Sciences et de la Technologie
pour le
Bureau de recherche de l'énergie et du développement
Énergie, Mines et Ressources Canada

Recherche financée par le
Comité de la recherche et du développement
énergétique et grâce à des ressources
d'appoint fournies par l'entremise du
Programme énergétique national

Library
Ministry of State
Economic and Regional Development
Science and Technology
Bibliothèque
Département d'État
Développement économique et régional
Sciences et Technologie



34188

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984
N° de Cat. ST31-16/1984F
ISBN 0-662-92738-9

TABLE DES MATIÈRES

	Page
REMERCIEMENTS	1
RÉSUMÉ	3
CHAPITRE PREMIER: LES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES AU CANADA	8
a) L'offre et la demande d'énergie	8
b) Les options de remplacement	8
CHAPITRE DEUX: LES OPTIONS CANADIENNES DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE	14
a) La polyvalence du pétrole	14
b) Le gaz naturel	14
c) Les systèmes tout à l'électricité	14
d) Le coût élevé du chauffage tout à l'électricité	15
e) Le facteur d'utilisation de la charge et la diversification de la capacité	17
f) Les diverses méthodes de production de l'électricité et leurs coûts	17
g) Les caractéristiques des systèmes hydrauliques	19
h) Les possibilités limitées des autres facteurs d'équilibre	20
i) Les problèmes entraînés par une pointe de consommation: Hydro-Québec et Ontario Hydro	20
j) Les problèmes liés aux marchés de chauffage de locaux	21
CHAPITRE TROIS: LE POTENTIEL DU SYSTÈME HYBRIDE ÉLECTRIQUE	24
a) Description du système hybride	24
b) Hybride I: un système de chauffage hybride à températures fixes ou fonctionnant à certaines heures du jour	26
c) Hybride II: un système de chauffage hybride télécommandé par le service d'électricité	27
d) Le chauffage hybride dans les bâtiments de tous genres	29
e) Les simulations des charges du chauffage hybride et de la répercussion sur les systèmes globaux d'Ontario Hydro et d'Hydro-Québec	29
f) Le système Hybride II en pratique: la Minkota Power et la période de pointe du samedi 9 janvier 1982	30
CHAPITRE QUATRE: LES AVANTAGES ÉCONOMIQUES ET TECHNIQUES DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE POUR LE CANADA	33
a) La contribution à la sécurité de l'offre d'énergie et à l'autosuffisance énergétique	33
b) Les répercussions sur les marchés de capitaux	33
c) Les avantages techniques pour les services d'électricité	38
d) Les avantages économiques pour les services d'électricité	39
e) Les incitations à l'installation de systèmes hybrides et les avantages économiques éventuels pour les consommateurs	41
f) Les coûts du combustible de chauffage en 1982-1983	42
g) Les coûts d'entretien	43
h) Le coût total du chauffage: frais d'immobilisation et combustible	44
i) Les avantages industriels et techniques et les systèmes futurs (système hybride perfectionné)	47
j) Le chauffage hybride et les possibilités d'exportation	50

	Page
CHAPITRE CINQ: LES SYSTÈMES HYBRIDES ET LE GAZ NATUREL	54
CHAPITRE SIX: UNE CONCEPTION FÉDÉRALE DU CHAUFFAGE HYBRIDE	55
ANNEXES	57
I LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE TERRE-NEUVE	57
II LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE	60
III LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU NOUVEAU-BRUNSWICK (Y COMPRIS L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD)	63
IV LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE QUÉBEC	66
V LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ONTARIO	67
VI LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU MANITOBA	68
VII LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA SASKATCHEWAN	71
VIII LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ALBERTA	74
IX LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE	77
X LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LE YUKON	80

REMERCIEMENTS

Plusieurs personnes ont contribué à la définition du concept de chauffage hybride dans son ensemble (bi-énergie) et tout particulièrement à la préparation de ce rapport. Je tiens à les remercier de leur précieuse contribution.

Je dois d'abord souligner la contribution extrêmement importante de mon ancien collègue à l'Institut de recherches politiques, le regretté Constantine Lafkas. Si une personne au Canada peut être identifiée comme père du concept du chauffage hybride, c'est Constantine Lafkas. Il n'est pas exagéré de dire que, n'eût été sa clairvoyance au sujet de la nature des coûts de production de l'électricité et son approche imaginative des problèmes résultants, ce rapport n'aurait jamais été écrit. Il est à souhaiter qu'il permettra aux Canadiens de se familiariser avec les activités et les idées scientifiques — qui ont dépassé de loin le seul sujet de l'énergie — de cet homme remarquable.

C'est également un plaisir de remercier mes collègues du ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie pour leur appui continu. Le directeur de la division de l'analyse stratégique, M. David Henderson, a contribué à faire en sorte que le Ministère explore la technologie du chauffage hybride et sans ses qualités de chef, ce rapport n'aurait pu être mené à bonne fin. Je tiens à remercier également Manuel Chetcuti qui nous a considérablement aidé à rédiger les ébauches successives du rapport.

Le financement de la recherche nécessaire à ce projet a été assuré par Énergie, Mines et Ressources, par l'entremise du Comité sur la R-D énergétique. Je tiens à remercier particulièrement M. Peter Lumb, du Bureau de recherche de l'énergie et du développement, pour son appui. M. Lumb nous a fourni des commentaires utiles sur les ébauches successives ainsi que plusieurs suggestions qui sont reflétées dans le présent rapport. Je remercie également M. Peter Dyne, directeur général du Bureau de recherche de l'énergie et du développement ainsi que M. Brian Cook du même bureau.

Une grande partie de la recherche a été assurée par des services provinciaux d'électricité. A cet effet, je dois mentionner tout particulièrement le nom de M. Jean-Paul Cristel, directeur de la planification chez Hydro-Québec. D'autres employés de ce service ont apporté une importante contribution. Ce sont Mme Cécile Dion ainsi que MM. Jean Monette, Denis Payeur, André Guilbeault, Jacques Lemay et Jean-Pierre Léveillé.

Chez Ontario Hydro, je tiens à mentionner le nom de M. Gordon Patterson, directeur de la division Utilisation et Conservation de l'énergie, et M. Neil Mather, chef de la division Recherche sur les coûts. Les autres employés d'Ontario Hydro ayant contribué de façon importante à ce rapport sont MM. Doug Code, Roy Hicks, Garry Pepper, Mmes Janice Robertson et May Tam et MM. Paul Burke, Victor Stein, Rick Fleming et Tom Bennett. M. Tim Newton, directeur de la division Conservation de l'énergie à la B.-C. Hydro, mérite qu'on lui adresse des remerciements particuliers pour avoir coordonné l'appui offert par les services d'électricité en question. Il a été aidé de M. Zak El-Ramly ainsi que de MM. Reg Racine et Hoy Lau. Je remercie également MM. Ken Kelln, Brian Curran et Randy Graham de la Saskatchewan Power. L'aide de MM. Lawrence Baraniuk, Art Derry et Walter Gibson de la Manitoba Power a également été très appréciée. Nous avons également reçu un appui important d'un service d'électricité américain, la Minnkota Power. À cet effet, je remercie MM. Mike Gustafson et Mel Nelson de leur généreux appui. Tous ces services d'électricité nous ont fourni des renseignements indispensables qui nous ont permis de déterminer la possibilité d'adoption des systèmes de chauffage hybride selon leur expérience et leur point de vue respectif.

Nous avons également eu le plaisir de travailler avec diverses équipes de recherches et avec des consultants au cours de ce projet. M. Gary Kreps, qui a déjà fait partie de l'équipe de recherche de l'Institut de recherches politiques, nous a encore une fois rendu service en nous fournissant la plupart des calculs détaillés concernant le potentiel du chauffage hybride, du point de vue de la production électrique et de la demande en mazout. M. Michael Jaffey a entrepris dans chaque province une évaluation du potentiel de chauffage hybride d'après le nombre d'édifices au Canada. Il a reçu l'appui qualifié de M. Rick Moll de Statistique Canada. Le travail de toutes ces personnes a contribué à former la base des discussions qui sont présentées ici. M. Barry Bruce-Briggs a fourni les données et les conclusions qui ont fait partie de l'évaluation du marché américain et du potentiel d'exportation pour les systèmes de chauffage hybride. M. Tom Clark de la Stargate Consultants Ltd. s'est chargé d'évaluer l'industrie canadienne du chauffage hybride. Les employés de la Unies Consulting Ltd., et tout particulièrement le président, M. Gordon Spafford, ont fourni les données et la conclusion de la question intéressante du potentiel électrique hybride (y compris les hybrides gaz-électricité au Manitoba. Ils ont également apporté une contribution importante dans la détermination des coûts comparatifs du chauffage d'un espace donné avec différents combustibles et différents systèmes de chauffage. Finalement, la Ontario Research Foundation a fourni une évaluation des perspectives des systèmes hybrides gaz-électricité en général.

Plusieurs employés du gouvernement fédéral et autres organismes fédéraux nous ont fait part de commentaires utiles sur le chauffage hybride en général et/ou sur le présent rapport en particulier au cours de sa progression. Des contributions importantes ont été apportées par des employés d'Énergie, Mines et Ressources, particulièrement de la part de MM. Al Scott et Bill McGarry de la Direction de l'électricité, Mme Georgina Wyman et les membres de son personnel à la Direction du gaz naturel et de M. Len Good et d'autres personnes du Secteur de l'analyse de la politique énergétique. M. Gérald Beausoleil du ministère des Finances et M. Ken Vollman de l'Office national de l'énergie, et les membres de leur personnel, nous ont également fourni des commentaires utiles. Nous devons également mentionner les noms de M. Brian Larkin du CNRC et de MM. John Melvin et Ron Elliott de EACL pour leur très importantes suggestions.

Le secteur privé a également contribué de manière importante au présent rapport. J'aimerais mentionner tout particulièrement le nom de M. Jean-Pierre Cartier de P.C.S. Ltd., M. Sundar Raj de l'Association des manufacturiers d'équipement électrique du Canada (AMEEC), M. Juri Otsason de la Consumers' Gas, M. Gran Yuill de la Lion Industries, M. Cherif Menassa de la Thermolec Ltd., M. Phil Lamarche de la P.M. Wright Ltd., M. Herb Laks de la Pylon Electric et M. Harry West de l'Imperial Oil.

La dernière personne que je désire remercier, et non la moindre, est Mme Bonnie McLoughlin qui a dactylographié les nombreuses versions du texte en faisant preuve d'une compétence et d'une patience sans faille.

Je remercie tous ceux qui ont contribué à la préparation de ce rapport, que leurs noms aient été mentionnés ou non ci-dessus. Je tiens à signaler que je suis le seul responsable des interprétations et des conclusions que contient ce rapport et des erreurs qui auraient pu s'y glisser.

LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE À L'ÉLECTRICITÉ ET AU MAZOUT

RÉSUMÉ

La stratégie de remplacement du pétrole¹

En 1980, le gouvernement fédéral, par l'entremise du Programme énergétique national (PEN), instaurait un programme de conversion aux produits de remplacement du pétrole pour favoriser un remplacement rapide et efficace du pétrole par le gaz naturel, l'électricité, l'énergie renouvelable et le charbon. Malheureusement, à moins que la situation ne change à cause de découvertes techniques imprévues, ces produits possibles de remplacement du pétrole ne sont pas aussi facilement adaptables que le pétrole. Par conséquent, une stratégie énergétique réaliste pour le Canada exige d'avoir recours aux produits de remplacement du pétrole partout où c'est possible et de réserver le pétrole aux applications là où les autres sources d'énergie ne sont pas facilement adaptables, comme dans le secteur des transports. Le PEN vise donc, entre autres, à réduire la consommation de pétrole dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel à 10 p. 100 au plus de l'ensemble de l'énergie utilisée dans ces secteurs.

Les produits de remplacement du pétrole servant au chauffage de locaux²

Le gaz naturel est un produit de remplacement logique du pétrole pour le chauffage. Les réserves de gaz sont très importantes au Canada et, dans plusieurs régions du pays, l'infrastructure nécessaire à la production et à la distribution du gaz est déjà en place. Cependant, bien que les prix en vigueur actuellement continueront de favoriser l'exploration du gaz naturel et son utilisation sur des marchés maintenant approvisionnés par le pétrole, les possibilités techniques d'améliorer considérablement l'efficacité de l'ensemble du système énergétique canadien en utilisant le gaz naturel pour remplacer le pétrole servant au chauffage sont limitées. Les pertes dues au transport deviendront plus importantes à mesure que le réseau des gazoducs s'étendra à travers le pays et qu'à peu près toutes les nouvelles réserves se trouveront dans les régions éloignées. En outre, puisque la demande pour le chauffage est saisonnière, l'usage accru de gaz naturel dans ce domaine entraînera des pertes d'efficacité dans tout le réseau de transport et de distribution de gaz au Canada (qui comprend l'usage industriel du gaz). Si le marché du chauffage pour le gaz naturel progressait plus rapidement que le marché industriel non saisonnier, l'utilisation de la

capacité globale de toutes les installations de gaz naturel diminuerait.

Bien que le gaz naturel ne soit pas encore disponible dans certaines régions du Canada, des installations électriques existent dans presque tous les immeubles du pays. Toutefois, parce que l'électricité a été relativement coûteuse en vertu des présentes méthodes d'utilisation et qu'elle est considérée comme une forme d'énergie de haute qualité, on estime généralement qu'elle ne joue qu'un rôle complémentaire dans le chauffage. Pour satisfaire les besoins des consommateurs d'électricité, les services publics doivent disposer d'une puissance suffisante à la centrale de production (y compris des réserves adéquates), ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution pour répondre à la pire des situations, même si elle ne survient qu'une fois par année. En d'autres termes, le facteur d'utilisation de la charge (le rapport entre le nombre moyen de kilowatts demandés et la demande de pointe) des systèmes de chauffage tout à l'électricité n'est pas très élevé.

Comme les termes l'indiquent, la puissance de production de la "charge de base" est celle qui fonctionne presque continuellement; elle représente environ 55 p. 100 de toutes les centrales de production d'électricité au Canada. Les centrales intermédiaires (environ 35 p. 100 de toute la puissance, généralement alimentées au charbon) fonctionnent une partie du temps et les centrales d'appoint (environ 10 p. 100 de la puissance, généralement alimentées au mazout ou au gaz) ne fonctionnent que rarement. La distribution de la charge détermine les divers types d'équipement dont le service a besoin. À long terme, l'équipement nécessaire à charge de base donne l'électricité la moins chère, pourvu que le marché soit important et stable. Du point de vue du coût, les services d'électricité ont donc intérêt à améliorer le facteur d'utilisation de la puissance au moyen d'une demande stable et continue. Les systèmes de chauffage tout à l'électricité ne permettent pas de maintenir ce type de demande.

Si le pétrole était massivement remplacé par le chauffage tout à l'électricité, compte tenu des présentes méthodes d'utilisation et sans compenser la croissance dans d'autres secteurs d'utilisation, l'immensité du marché, en particulier au Québec et en Ontario, surchargerait le réseau d'électricité et intensifierait les problèmes d'appoint des services publics. Le piètre facteur d'utilisation du chauffage deviendrait l'apanage de l'ensemble de l'électricité et la demande saisonnière irrégulière pour le chauffage nuirait gravement à l'efficacité globale de la capacité de production d'électricité.

¹ Voir le chapitre premier, *Les perspectives énergétiques au Canada*, dans le présent rapport.

² Voir le chapitre deux, *Les options canadiennes de remplacement du pétrole*.

En outre, le besoin de construire de nouvelles installations de production, de transport et de distribution, dont une partie importante resterait inactive la plupart du temps, nuirait aux marchés financiers. Bref, pour pouvoir satisfaire les demandes plus élevées en période de pointe de consommation, il serait plus économique pour les services d'électricité de vendre en plus grande quantité l'électricité produite en-dehors des périodes de pointes plutôt que d'augmenter leur capacité de production, de transport et de distribution.

On peut donc conclure de ce qui précède que le gaz naturel et les systèmes de chauffage tout à l'électricité permettent tous les deux de réduire la consommation de pétrole, mais que ni l'un ni l'autre n'améliore grandement l'efficacité de l'ensemble du système énergétique du Canada.

Le système de chauffage hybride à l'électricité et au mazout (chauffage bi-énergie)

Un autre système permettrait de réduire la dépendance du Canada à l'égard du pétrole et d'accroître en même temps l'efficacité globale du système énergétique canadien. Plus qu'une nouvelle technologie, le système de chauffage hybride (bi-énergie) est une nouvelle technique opérationnelle qu'il faudrait adopter (utiliser l'électricité pour le chauffage en périodes de pointe et utiliser le mazout en-dehors de ces périodes), pour combler les vides sur la courbe de la demande d'électricité. Ce système permet d'exploiter le réseau électrique et, si nécessaire, de remplacer le mazout par l'électricité moins coûteuse produite par les centrales à charge minimale et par les centrales intermédiaires. La présente étude traite avant tout du système hybride à l'électricité et au mazout dans le secteur résidentiel, bien qu'on pourrait également l'adapter au chauffage dans les secteurs commercial et industriel.

Le ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie, de concert avec Énergie, Mines et Ressources, a entrepris la présente étude pour analyser les avantages probables du chauffage hybride et pour répondre à certaines questions techniques sur ces répercussions et son utilisation. La présente étude avait également pour but d'engager le gouvernement fédéral et les provinces, les services d'électricité et les entreprises intéressées dans une analyse du chauffage hybride qui les inciterait à approfondir ses avantages et, le cas échéant, à prendre des mesures favorisant son adoption généralisée.

Description des systèmes hybrides³

Environ 35 p. 100 de tous les bâtiments canadiens sont déjà équipés d'un système au mazout. Pour les con-

vertir au chauffage hybride, il suffirait très simplement d'installer un chauffe-air d'adjonction. De plus, à l'exception des périodes les plus froides des hivers canadiens, il suffit d'une puissance modérée pour conserver une température confortable dans la majorité des bâtiments, une puissance que le réseau existant d'électricité peut facilement assurer. Dans un système hybride, la chaudière de complément pourrait aussi être installée de façon à opérer aux heures de la demande de pointe du réseau. Des essais effectués par Ontario Hydro, l'EACL et par Hydro-Québec et les nombreux systèmes hybrides installés par la Minnkota Power Cooperative dans le nord des États-Unis ont démontré que ce système contribue à améliorer considérablement le facteur d'utilisation de la puissance du réseau électrique.

Techniquement, on dispose de deux types de systèmes hybrides. Jusqu'ici, la plupart des efforts au Canada se sont concentrés sur le système Hybride I. Dans ce système, l'électricité fournit le chauffage de la charge minimale de septembre à juin, sauf si la température extérieure descend au-dessous du niveau de température fixé au préalable ou à une heure de la journée déterminée au préalable. Au-dessous de la température déterminée ou aux heures de demande de pointe diurne, une source de chaleur stockable, comme le mazout, remplace l'électricité. Dans un système Hybride I, la régulation de la commutation entre les deux sources de chaleur a lieu dans le bâtiment même. On dispose déjà de l'équipement que pourraient utiliser les habitations unifamiliales. L'équipement convenant aux grands bâtiments existe déjà, mais on n'est pas encore parvenu à le fabriquer à une grande échelle. Les mécanismes de régulation de cet équipement ne sont pas encore au point, bien qu'ils pourraient faire appel aux mêmes circuits que dans les chauffe-air d'adjonction plus petits.

Le système Hybride I contribue à stabiliser la demande d'électricité et les coûts de l'électricité. En fin de compte, cependant, il amplifie le problème des heures de pointe, mais à un degré moindre que les systèmes tout à l'électricité, parce qu'il n'existe aucun mécanisme infaillible pour couper le chauffage électrique quand le réseau doit répondre à d'autres demandes. En fait, le système Hybride I n'est vraiment qu'un premier pas vers un système beaucoup plus complexe d'utilisation de l'électricité, le système Hybride II.

Le système Hybride II est supérieur au système Hybride I en ce sens qu'il fournit le gros des exigences en chauffage d'un bâtiment sans alourdir la demande aux heures de pointe du service. La puissance n'est affectée au chauffage que si elle ne doit servir à d'autres besoins, en période hors pointe. Quand la demande correspond à presque toute la puissance disponible, le service d'électricité débranche progressivement un nombre suffisant d'éléments de chauffage électrique par télécommande afin de répondre à la demande croissante pour des besoins autres que ceux du chauffage. Les éléments peuvent alors être branchés

³ Voir le chapitre trois, *Le potentiel du système hybride électrique*.

de nouveau au fur et à mesure que diminuent les autres besoins.

Il serait facile d'implanter immédiatement en Ontario et au Québec le système Hybride II dans tout le secteur résidentiel chauffé au mazout. Il suffirait d'une installation de 15 Kw de puissance de chauffage à l'électricité dans les habitations unifamiliales actuellement chauffées au mazout. Une telle puissance, même en période de pointe, ne surchargerait pas le réseau existant; elle permettrait quand même de remplacer jusqu'à 95 p. 100 de tout le mazout utilisé pour chauffer tout genre de bâtiment.

Bien que ce soit les deux provinces du centre du Canada qui bénéficieraient le plus de la conversion du chauffage au mazout à un système de chauffage hybride à l'électricité et au mazout, Terre-Neuve, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan, la Colombie-Britannique (surtout l'Île de Vancouver) et l'Alberta pourraient réaliser des gains importants. À l'avenir, la Nouvelle-Écosse pourrait tirer profit d'un système de chauffage hybride, mais son surplus d'électricité de charge de base est actuellement insuffisant.

Les avantages économiques des systèmes de chauffage hybride⁴

Si l'on compare la demande de chauffage projetée aux surplus de la capacité de production d'électricité de plusieurs provinces, il aurait été possible, d'après la présente étude, de remplacer, en théorie, pendant la saison de chauffage 1979-1980, environ 80 p. 100 du mazout dans les locaux d'habitation canadiens par l'électricité disponible à ce moment-là, si tous les bâtiments chauffés au mazout (résidentiels, commerciaux et industriels) avaient été pourvus d'un système Hybride II. Uniquement en Ontario et au Québec, l'électricité aurait pu remplacer l'équivalent de 25 000 barils de pétrole brut par jour ou 91,3 millions de barils par année. Une telle réduction aurait permis au gouvernement fédéral d'économiser 1,33 milliard de dollars, en 1983, en paiements d'indemnisation des importateurs de pétrole, 1,43 milliard de dollars en 1984 et 1,70 milliard de dollars en 1985 (d'après des projections d'EMR concernant les subventions aux importateurs de pétrole) et aurait constitué un pas important vers l'autosuffisance du pays en matière de pétrole.

En outre, en accroissant l'efficacité énergétique globale, les systèmes de chauffage hybride empêcheraient les prix de l'énergie de monter au Canada par rapport à d'autres pays. Ils apporteraient une contribution à la situation concurrentielle du secteur industriel et aideraient ce secteur à pénétrer les marchés étrangers. Il bénéficierait d'un tel avantage parce que le Canada dis-

pose de quantités considérables d'électricité à charge de base peu coûteuse.

L'utilisation des systèmes hybrides à l'électricité et au mazout pour le chauffage représente un avantage industriel pour les fabricants canadiens de produits électriques. Jusqu'à maintenant, l'Association canadienne de normalisation a approuvé cinq types d'équipement de chauffage hybride des résidences. En vertu d'une possibilité de 1 280 000 installations, on évalue à 640 millions de dollars la valeur des ventes en gros des chauffeurs d'adjonction du secteur résidentiel de l'Ontario et du Québec qui seraient pourvus d'un système Hybride I. La valeur commerciale de l'équipement de commutation télécommandée nécessaire à un système Hybride II dans ces provinces est d'environ 768 millions de dollars. Si les services d'électricité offraient des tarifs préférentiels au chauffage pourvu d'un système hybride (c.-à-d. des tarifs moins élevés pour l'électricité consommée hors pointe), la quantité d'électricité nécessaire pourrait être enregistrée sur des compteurs distincts. On évalue à 384 millions de dollars la valeur des ventes en gros de ces compteurs.

L'adoption des systèmes de chauffage hybride ne ferait aucun tort aux marchés de capitaux canadiens. Ce système utilise les installations existantes de production, de transport et de distribution et il en coûte très peu à un service d'électricité pour fournir une énergie d'appoint au moyen des installations existantes. Ces coûts n'exigent pas d'avoir recours aux marchés de capitaux. En outre, parce que le système de chauffage hybride utilise les surplus de l'énergie hors pointe, il ne serait pas nécessaire d'investir dans des centrales de production que nécessite l'adoption des systèmes tout à l'électricité. Dans le cas des systèmes Hybride II, les services d'électricité auraient à engager des dépenses de capital pour l'installation de l'équipement approprié de télécommande. Toutefois, cet équipement est moins cher que l'agrandissement des centrales de production et des installations de transport et de distribution. D'après les données disponibles, les dépenses de capitaux en vue de la mise en application globale d'un système de chauffage hybride ne représenteraient pas plus que 10 p. 100 de celles que nécessite un système de chauffage tout à l'électricité.

Par contre, le gaz naturel exige un investissement considérable dans la construction de pipelines avant qu'il puisse efficacement remplacer le pétrole. Si l'on calcule le recours additionnel aux marchés des capitaux requis pour un système hybride de type II aux capitaux nécessaires à l'extention projetée vers l'Est du pipeline de gaz naturel (y compris les coûts des installations locales), la différence entre les deux se situe entre 1,3 milliard de dollars et 1,9 milliard de dollars.

⁴ Voir le chapitre quatre, *Les avantages économiques et techniques des systèmes de chauffage hybride au Canada*, sections a) et b).

Les avantages pour les services d'électricité⁵

Les services d'électricité retireraient des avantages appréciables de l'adoption du chauffage hybride à l'électricité et au mazout. La demande faite aux centrales électriques, tout au long de la saison de chauffage, par suite de l'adoption de systèmes hybrides dans les maisons actuellement chauffées au mazout pourrait facilement accroître le facteur annuel d'utilisation de la charge qui pourrait passer de sa valeur actuelle de 65 p. 100 à 85 p. 100, tandis que le facteur d'utilisation de la puissance pourrait passer de 46 p. 100 à 75 p. 100. La plus grande partie de la charge serait ainsi divisée entre la charge minimale à laquelle s'ajouterait une petite partie de la charge intermédiaire et il n'y aurait aucune charge d'appoint.

Au Canada, au cours de la saison de chauffage 1982-1983, il serait possible, en théorie, de faire appel au système de charge de base et au système intermédiaire existants pour qu'ils fournissent 60 p. 100 plus d'électricité qu'actuellement pour le chauffage, sans augmenter outre mesure les coûts d'exploitation. On pourrait produire et distribuer hors pointe un surplus de 145 milliards de kWh d'électricité de charge de base à un coût marginal d'environ 2,3 c. ou moins le kWh pour les services d'électricité, ce qui est beaucoup moins élevé que le tarif moyen en vigueur. Dans des conditions idéales et possédant des installations optimales, un service d'électricité pourrait exiger aussi peu que 0,5 c. le kWh pour l'énergie hors pointe d'un système hybride. Évidemment, ces chiffres sont théoriques et il faudrait mettre plusieurs années avant de pouvoir utiliser entièrement la capacité de production hors pointe. Cependant, les possibilités sont énormes et pourraient presque toutes se réaliser.

Si l'on adoptait un système hybride de type II, le service d'électricité pourrait déclencher le système de chauffage d'appoint aussitôt qu'il lui faudrait affecter l'énergie à d'autres besoins, rendant ainsi le système automatiquement réglable. Le système Hybride II peut également représenter une protection efficace contre les dangers d'une panne du système en permettant aux services d'électricité d'interrompre, par télécommande, l'alimentation des dispositifs de chauffage d'une vaste région.

Jusqu'à très récemment, les deux plus importants services d'électricité du Canada, Ontario Hydro et Hydro-Québec, ne voulaient pas entreprendre de promouvoir l'utilisation d'envergure du chauffage hybride parce qu'ils étaient d'avis que leur capacité de production en période de pointe leur permettrait d'envisager l'implantation d'un système de chauffage tout à l'électricité. Maintenant, toutefois, ils s'intéressent activement aux systèmes de chauffage hybride. Au cours de la dernière année, ils annonçaient l'octroi de subventions non

imposables, en plus de celle du Programme canadien de remplacement du pétrole, pour inciter leurs clients à convertir leurs chaudières au mazout au chauffage hybride à l'électricité et au mazout.

Les avantages pour les consommateurs⁶

Pour que l'objectif de remplacement du pétrole du gouvernement se réalise, il faudra envisager tant le nombre de conversions de remplacement du pétrole que la rapidité de ces conversions. Paradoxalement, les progrès pourraient être plus rapides en adoptant le chauffage hybride (où une faible quantité de pétrole joue un rôle d'appoint) qu'en adoptant les systèmes tout à l'électricité (qui seraient limités à un nombre relativement restreint de logements à cause des contraintes actuelles affectant le transport et la distribution et des limites possibles frappant la capacité de production).

Uniquement d'après les coûts du combustible (les chiffres de 1982-1983 concernant l'Ontario et le Québec), le consommateur n'a aucune raison ou presque d'acheter un système de chauffage hybride. Toutefois, si l'on tient compte, dans l'analyse, des frais d'immobilisation de la conversion, les systèmes de chauffage hybride deviennent plus intéressants. Il est moins coûteux de réadapter ces systèmes que toutes les autres solutions de remplacement (sauf le brûleur de conversion au gaz), mais en tant que nouveau système, ils sont plus coûteux à installer que les appareils de chauffage tout à l'électricité et les appareils de chauffage de qualité inférieure au gaz naturel. Ils sont cependant moins coûteux que les plinthes chauffantes électriques ou que les appareils de chauffage à fort débit par condensation du gaz naturel.

Bref, en ce qui concerne les coûts, pour le consommateur, du remplacement du pétrole servant au chauffage, le produit de remplacement le moins coûteux est le gaz naturel, suivi du chauffage hybride, le chauffage tout à l'électricité étant le plus coûteux. Par contre, si l'économie réalisée à cause de la plus grande efficacité des systèmes de chauffage hybride était transmise aux consommateurs sous la forme de structures des tarifs différenciés qui privilégient l'achat de l'électricité hors pointe tout en pénalisant son achat en période de demande de pointe, les services d'électricité pourraient les rendre moins coûteux que le gaz naturel et inciter par le fait même les consommateurs à adopter les systèmes de chauffage hybride. Hydro-Québec a déjà entrepris de mettre au point une structure de tarifs différenciés pour les systèmes hybrides.

Selon l'évolution future du rapport entre les prix et les structures des tarifs de l'électricité et du gaz naturel, il se pourrait que les systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout deviennent beaucoup plus

⁵ Voir le chapitre quatre, sections c) et d).

⁶ Voir le chapitre quatre, sections e) à h).

intéressants pour le consommateur éventuel de gaz naturel. Bien que les données existantes donnent à entendre que cela pourrait probablement être le cas, il est impossible de prédire avec certitude l'évolution des prix et des structures des tarifs.

Conséquences pour le gaz naturel⁷

À moins qu'une révision importante des politiques des prix du gaz servant à chauffer les résidences ne vienne l'empêcher, il se pourrait fort bien que l'adoption de tarifs préférentiels de l'électricité hors pointe pour le chauffage permette aux systèmes hybrides à l'électricité et au mazout de faire une entrée remarquée sur le marché du chauffage et contribue, par le fait même, à limiter l'expansion des ventes de gaz naturel. Cela ferait perdre des redevances importantes aux provinces productrices de gaz et ralentirait leur développement économique. Si les systèmes hybrides à l'électricité et au mazout étaient introduits à une grande échelle, il deviendrait donc important de rendre d'autres marchés accessibles au gaz naturel afin d'atténuer, pour les services d'électricité et les provinces productrices, les difficultés liées à la perte du marché du chauffage des locaux.

Les besoins en chaleur industrielle des industries canadiennes constituent un marché riche en possibilités pour le gaz naturel. Le gouvernement fédéral a annoncé des mesures qui permettraient la pénétration du gaz naturel dans ce domaine. Ces mesures comprennent, entre autres, des subventions pour supporter la moitié du coût de la conversion au gaz par des établissements industriels, commerciaux et privés, ainsi que des restrictions frappant les autorisations d'importer des pétroles résiduels (dont le prix est inférieur à celui du gaz naturel utilisé par l'industrie) et des mesures visant à faciliter des exportations de pétrole résiduel.

Une autre possibilité d'utilisation du gaz naturel consiste à convertir ce gaz en méthanol, un carburant à moteur sans plomb, à haut degré d'octane, pour les moteurs à essence et à diesel. La valeur commerciale du gaz naturel serait beaucoup plus élevée comme combustible de transport que comme combustible de chauffage. En outre, puisque le gaz naturel est la matière la moins chère qui sert à la production du méthanol, les carburants de transport synthétiques dérivés du gaz naturel seraient probablement moins chers que les carburants synthétiques américains. Il pourrait y avoir un marché d'exploitation important du gaz naturel canadien, non seulement sous sa forme primitive, mais aussi sous

forme de produits d'une plus haute valeur énergétique, ce qui pourrait être très important pour l'industrie pétrochimique du Canada.

Il faut cependant tenir compte du fait que de grandes quantités de gaz naturel, qu'on pourrait convertir en méthanol, s'envolent actuellement en fumée dans les principaux champs pétrolifères du monde. En outre, une baisse importante du prix du gaz naturel favoriserait sa conversion en méthanol, même où on ne le brûle pas.

Conclusions⁸

L'adoption précoce et généralisée du chauffage hybride à l'électricité et au mazout dans les maisons canadiennes permettrait: a) d'atteindre l'objectif national de la sécurité et de l'autosuffisance énergétiques en réduisant rapidement la dépendance du Canada à l'endroit du pétrole importé; b) de soulager le trésor fédéral du fardeau des importants paiements d'indemnisation aux importateurs de pétrole; c) de permettre aux services d'électricité d'augmenter considérablement leurs ventes à même les centrales existantes; d) de reporter à plus tard la nécessité d'investir dans de nouvelles installations de production, de transport et de distribution; e) de contrôler le coût du chauffage pour les consommateurs tout en permettant aux services d'électricité de toucher des profits raisonnables, pourvu que les tarifs hors pointe soient fixés à des niveaux appropriés; f) d'ouvrir des possibilités industrielles aux fabricants canadiens de produits électriques; et g) d'avantager relativement l'industrie canadienne dans sa lutte pour détenir une part du commerce mondial, grâce à la baisse des prix de l'énergie qui accompagnerait l'utilisation plus efficace des systèmes de production d'électricité.

Signalons également que le chauffage hybride aviverait la concurrence entre ce système et le gaz naturel sur le marché du chauffage des résidences et forcerait peut-être les services de gaz naturel à maintenir leurs prix ou à accepter une part réduite du marché.

Cependant, compte tenu des conditions actuelles et d'après les meilleures projections de coûts, les meilleures données expérimentales et les meilleurs tests dont on dispose, la présente étude doit conclure que les systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout offrent la meilleure efficacité énergétique et les plus grands avantages financiers des diverses méthodes de chauffage des locaux.

⁷ Voir le chapitre cinq, *Les systèmes hybrides et le gaz naturel*.

⁸ Voir le chapitre six, *Une conception fédérale du chauffage hybride*.

CHAPITRE PREMIER : LES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

a) L'offre et la demande d'énergie

En 1979, environ 57 p. 100 de l'énergie secondaire¹ ou d'utilisation finale au Canada venait du pétrole (figure 1)². La proportion était à peu près la même cinq ans plus tôt. Bien qu'en somme, le Canada ait été autonome à l'égard du pétrole en 1974, il dépendait en 1979 des importations nettes pour combler 20 p. 100 de ses besoins. Au prix de 40 \$ Can. le baril, soit 16 fois le prix du pétrole des dernières années de l'autonomie canadienne (1973-1974), la facture nette du pétrole importé avait atteint 6 milliards de dollars par année en 1981, et, au cours de cette dernière année, le gouvernement fédéral dépensait plus de 3 milliards de dollars par année en paiements de compensation pour le pétrole canadien³.

Dernièrement, pour des raisons de conservation et de remplacement et à cause d'un ralentissement général de l'activité économique, les importations nettes ont grandement diminué et l'on croit qu'en 1983, elles seront négligeables. De toute façon, à moins qu'un facteur quelconque modifie en permanence l'équilibre de l'offre et de la demande, le Canada dépendra de nouveau du pétrole importé au cours des années à venir. Les figures 2, pour 1990, et 3, pour l'an 2000, illustrent ce fait. Ces chiffres donnent une idée générale des besoins énergétiques du Canada en matière d'offre et de demande. Les projections aux figures 2 et 3 sont fondées sur un taux de croissance d'une consommation totale d'énergie de 2 p. 100 par année pour la période allant de 1980 à 2000, ce qui est considérablement inférieur au taux de 3,5 p. 100 pour la période écoulée entre 1975 et 1979.

Rien ne porte à croire que des contraintes physiques empêcheront le gaz naturel, le charbon et les ressources hydrauliques génératrices d'électricité de fournir leur part prévue des besoins énergétiques au cours des années à venir. Cependant, les réserves canadiennes de pétrole ne seront vraisemblablement pas suffisantes pour satisfaire les besoins du pays en pétrole.

En 1979, le Canada a produit 250 000 m³/jour (1 700 000 barils/jour) de pétrole brut. Cependant, selon les projections récentes de l'Office national de l'énergie⁴, même les prévisions les plus optimistes (prévision de base modifiée de l'ONE) laissent supposer qu'en 1985, la production intérieure ne sera que de 200 000 m³/jour (1 300 000 barils/jour). Dans les meilleures circonstances, un retour aux niveaux de production de 1980 ne pourrait être atteint avant 1995, et seulement si les projets d'exploitation des sables bitumineux sont mis à contribution. Selon les prévisions de base plus conservatrices de l'ONE, seulement 192 000 m³/jour (1 250 000 barils/jour) seront produits en 1985, et la production diminuera à 157 000 m³/jour (900 000 barils/jour) d'ici 1995. Les prévisions les plus optimistes de l'ONE sont fondées sur un régime de fixa-

tion des prix du pétrole, structuré de manière à encourager l'exploitation privée des ressources nouvelles qui se trouvent dans des régions éloignées, à une grande échelle. Aucune exploitation des sables bitumineux n'est survenue jusqu'à maintenant; en fait, les investisseurs du secteur privé ont retiré leurs capitaux des projets à court terme.

Les projections des figures 2 et 3 révèlent que, même si nous avons recours aux "prévisions de base modifiées" de l'ONE relatives aux approvisionnements intérieurs de pétrole, nous pouvons anticiper un écart important entre l'offre et la demande entre 1900 et l'an 2000 que nous qualifions de "déficit de l'offre" sur les diagrammes.

b) Les options de remplacement

Le gaz naturel et l'électricité représentent les deux options les plus évidentes de remplacement du pétrole pour le chauffage des locaux et dans le secteur industriel. Du point de vue technique, ces deux options peuvent remplacer le pétrole dans plusieurs applications. Cependant, si l'on continue, au rythme actuel, à les substituer au pétrole, l'efficacité globale du système énergétique canadien ne s'améliorera pas, bien que l'efficacité deviendra plus importante par suite de la hausse des coûts.

Outre le fait que le Canada possède des sources d'approvisionnements fiables tant de gaz naturel que d'électricité, le prix de ces combustibles est actuellement plus bas et c'est une autre raison de les utiliser. Cependant, les coûts réels du gaz et de l'électricité augmentent également, et ces coûts ont des conséquences économiques néfastes. En augmentant l'efficacité, on pourrait réduire les coûts réels de l'énergie.

Il existe des possibilités considérables d'améliorer l'utilisation des systèmes d'énergie au Canada, et partant, l'efficacité économique globale du pays, notamment dans le secteur de l'électricité. En 1979, l'année la plus récente pour laquelle on peut obtenir des statistiques détaillées sur l'énergie, la puissance de production d'électricité du Canada était de 72 000 mégawatts, soit une puissance de 631 milliards de kilowatts-heures sur une base d'utilisation régulière. En effet, du mois d'août 1979 au mois de juillet 1980, 293 milliards de kWh ont été utilisés, soit un facteur d'utilisation de 46 p. 100 (49 p. 100 au cours de la saison de chauffage). Cela signifie qu'en moyenne, l'équipement reste inutilisé pendant plus de la moitié du temps.

Quelques calculs permettront d'illustrer les avantages possibles d'un accroissement de l'efficacité dans le réseau électrique canadien. Si, par exemple, la moitié des 388 milliards de kilowatts-heures d'électricité que peuvent produire les centrales canadiennes (mais qui ne sont pas utilisés) pouvait être mise à contribution et

FIGURE 1

**ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉNERGIE
SECONDAIRE (UTILISATION FINALE) AU CANADA,
1979**

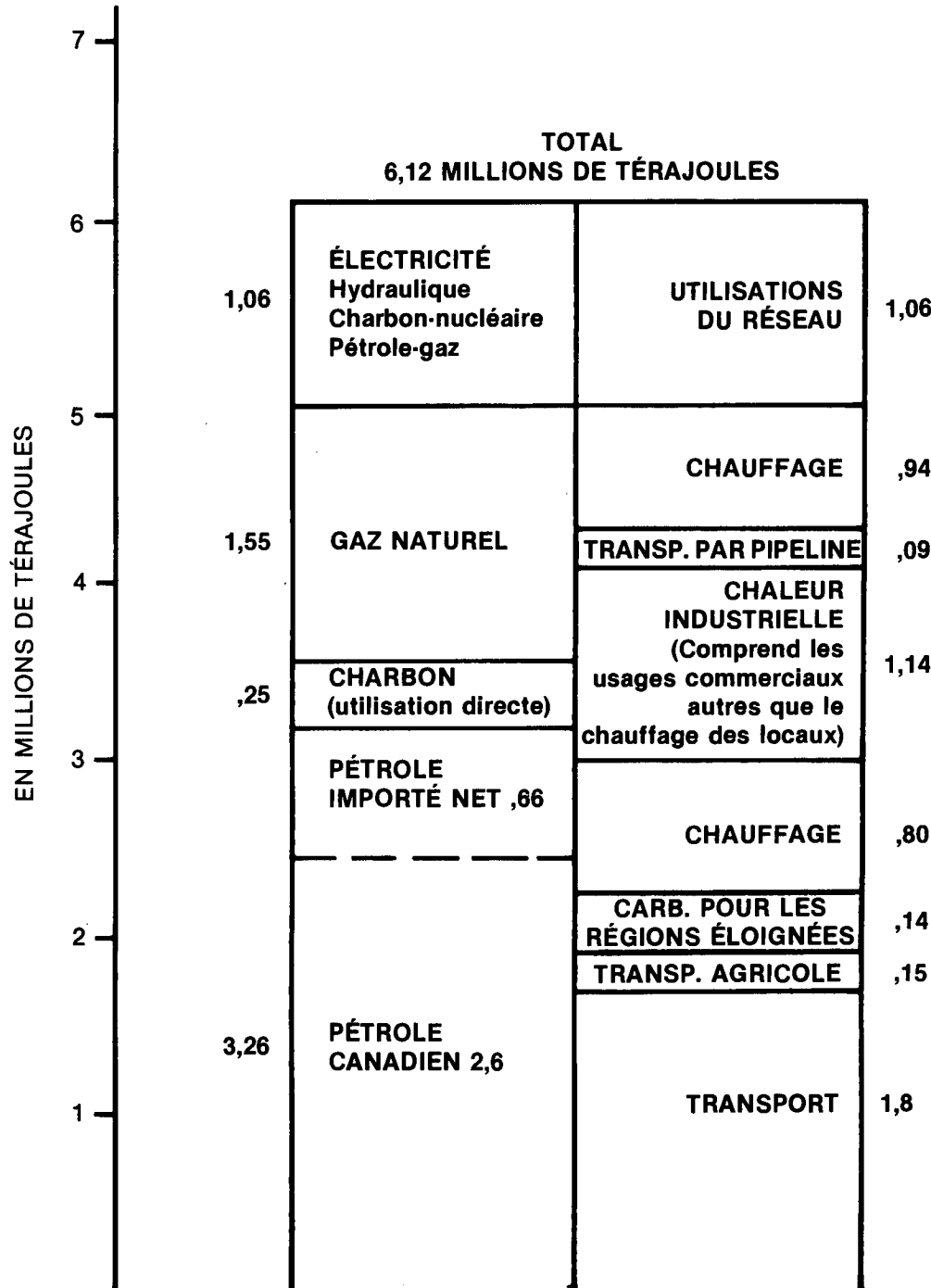


FIGURE 2

**ÉQUILIBRE PRÉVU ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE EN
ÉNERGIE SECONDAIRE (UTILISATION FINALE) AU CANADA,
1990**

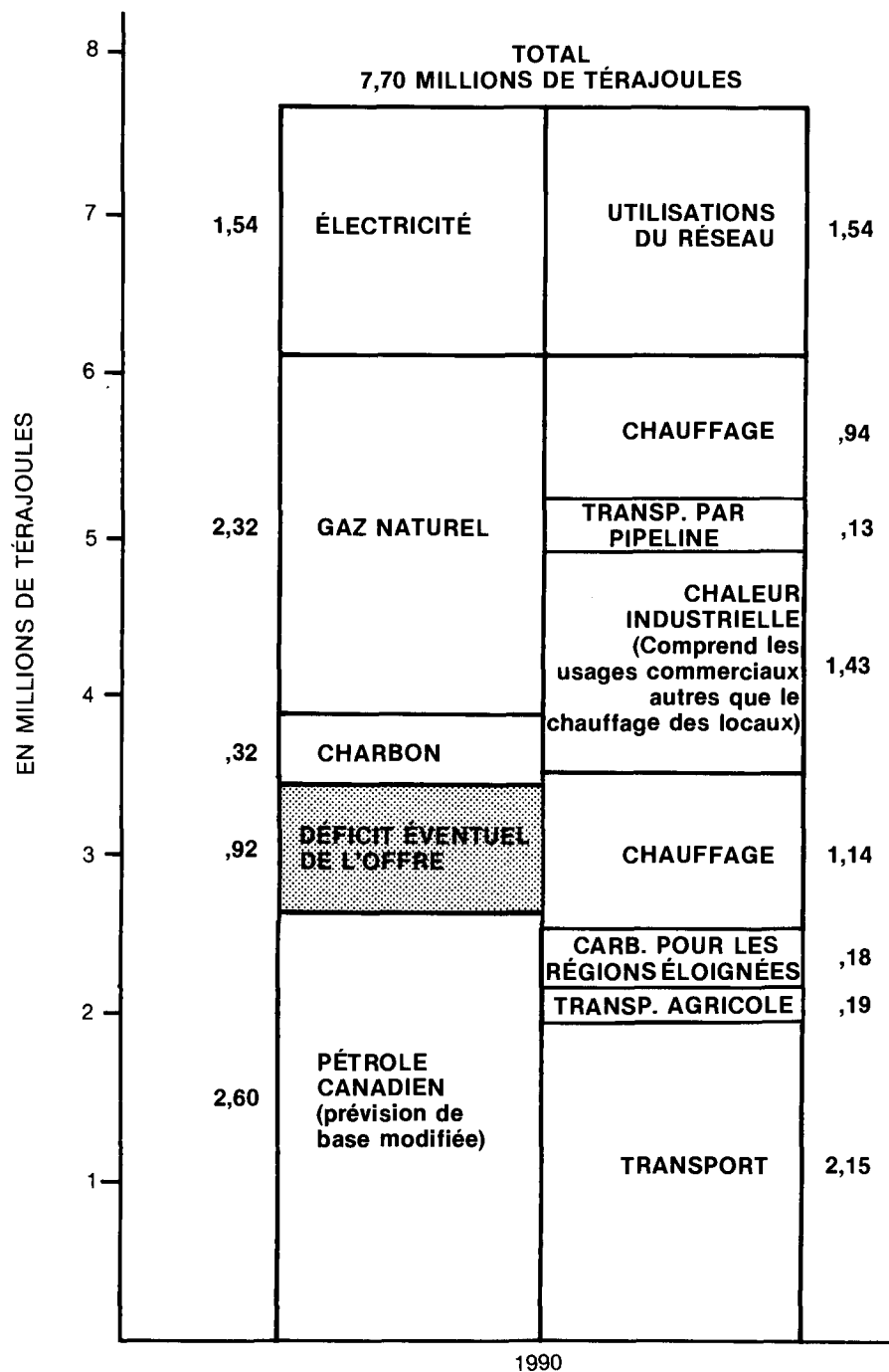
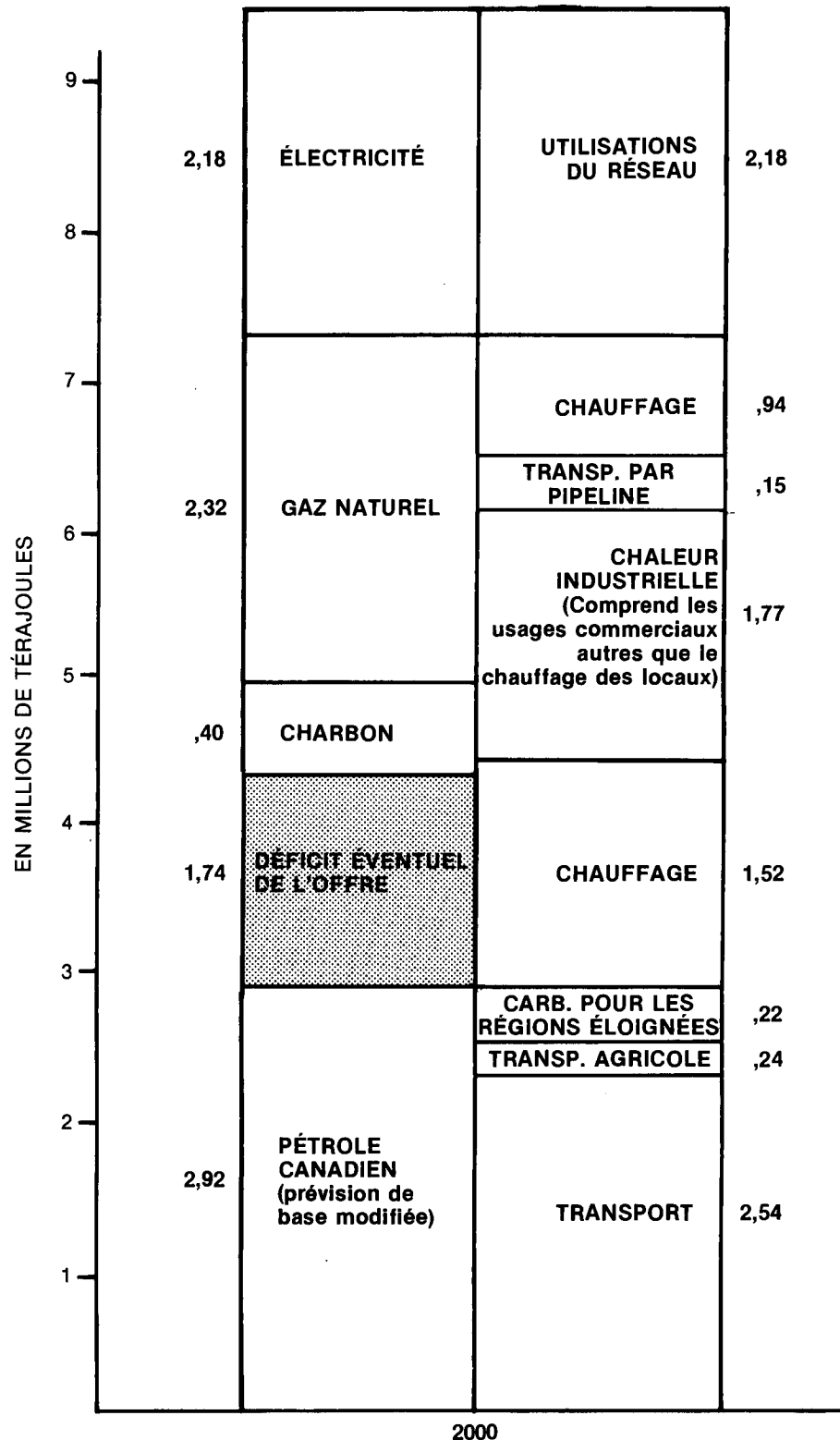


FIGURE 3

**ÉQUILIBRE PRÉVU ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE EN
ÉNERGIE SECONDAIRE (UTILISATION FINALE) AU CANADA,
AN 2000**

TOTAL
9,56 MILLIONS DE TÉRAJOULES



si les consommateurs payaient les deux tiers du prix normal (2,4 c./kWh plutôt que 3,6 c./kWh) pour cette électricité "hors pointe", on obtiendrait les résultats suivants :

- (i) des revenus de 4,7 milliards de dollars par année pour les services d'électricité canadiens sans avoir à agrandir les centrales; les fardeaux du service de la dette et de l'amortissement seraient réduits considérablement, pour le plus grand avantage des consommateurs, tout en limitant les dépenses au coût marginal d'approvisionnement des centrales existantes pendant les heures creuses;
- (ii) des délais dans la construction de nouvelles centrales, réduisant ainsi la demande de capitaux rares des services publics sur les marchés financiers; et
- (iii) la capacité de fournir aux entreprises et aux consommateurs des quantités considérables

d'énergie à des prix moyens inférieurs à ce qu'ils seraient, si le facteur d'utilisation de la puissance était plus bas.

Le chauffage hybride est une technique qui permettrait de tirer parti de la capacité de production d'électricité qui reste inactive pendant une grande partie du temps. L'utilisation de l'électricité dans les systèmes de chauffage hybride est précisément conçue pour accroître l'utilisation de la capacité de production d'électricité au Canada sans accroître le besoin de construire de nouvelles centrales. Si cette méthode était adoptée dans les régions où la charge minimale est bon marché, il en résulterait une amélioration de l'efficacité de l'ensemble du système énergétique du Canada, et, ce, à des prix concurrentiels. C'est une technique relativement simple et bien éprouvée qui convient parfaitement aux ressources énergétiques du Canada.

Les mécanismes, les avantages et les conditions de l'adoption généralisée du chauffage hybride font l'objet du présent rapport.

NOTES DU CHAPITRE PREMIER

1. Le rapport traitera de trois niveaux de l'énergie, c'est-à-dire :

L'ÉNERGIE PRIMAIRE

- le pétrole brut à la tête du puits
- le gaz naturel entrant dans le pipeline transcanadien
- le charbon ou l'uranium à une centrale thermique ou l'eau tombant d'une digue

L'ÉNERGIE SECONDAIRE

- le mazout livré au réservoir d'un bâtiment
- le gaz naturel passant dans le compteur d'un bâtiment
- l'électricité à l'entrée d'un bâtiment

L'ÉNERGIE TERTIAIRE

- la chaleur des locaux dans un bâtiment

Dans le cas du pétrole, on observe une perte d'énergie d'environ 20 p. 100 au cours de la transformation à la raffinerie entre les stades primaire et secondaire et une perte supplémentaire de 40 p. 100 du mazout livré (compte tenu d'une efficacité de 60 p. 100 de la chaudière), entre l'énergie secondaire et l'énergie tertiaire. Il y a également des pertes pour le gaz naturel, en particulier au cours du transport dans les pipelines. Cependant, bien que la perte entre les stades primaire et secondaire pour le gaz peut être semblable ou plus grande que la perte de pétrole au cours du raffi-

nage (selon les distances de transport de pipeline), les pertes entre les stades secondaire et tertiaire sont généralement similaires environ de 40 p. 100 (compte tenu d'une efficacité de 60 p. 100 du système de chauffage). Pour ce qui est de l'électricité, on compte une perte du stade primaire au secondaire d'environ 65 à 70 p. 100 dans le cas de la production d'énergie thermique. Les pertes de production d'énergie hydraulique sont habituellement de 5 à 10 p. 100, mais, elles sont souvent calculées comme si elles étaient du même ordre que la production d'énergie thermique. (À cause d'une convention statistique adoptée pour faciliter la comptabilité énergétique des pays dont l'électricité est surtout produite par les centrales thermiques. Cette convention fausse l'efficacité de l'énergie primaire des pays qui, comme le Canada, ont de grandes quantités d'hydro-électricité, afin d'assurer la comparabilité plus importante au niveau secondaire). Dans chaque cas, on observe une perte supplémentaire de 10 p. 100 dans la transformation du stade primaire au secondaire, par suite du transport et de la distribution dans le réseau. Cependant, les chiffres relatifs à l'énergie secondaire et à l'énergie tertiaire sont identiques, l'électricité est efficace à presque 100 p. 100 au point d'utilisation.

2. La figure 1 est tirée du document de Statistique Canada intitulé *Énergie au Canada: offre et demande*, séries 57-207, Ottawa. Il faut insister sur le fait que c'est un tableau du système en 1979. Certaines caractéristiques essentielles de l'offre et de la demande demeurent les mêmes, mais avec

des particularités différentes d'année en année. La hauteur des barres est proportionnelle aux quantités d'énergie offertes et utilisées. Le diagramme n'inclut pas l'énergie dérivée du bois, laquelle est utilisée principalement par l'industrie forestière ou les autres sources d'énergie qui se suffisent à elles-mêmes. Toute l'énergie qui figure ici est de l'énergie secondaire (c.-à-d. des produits raffinés de consommation, comme le fuel-oil léger ou l'essence); mais avant la consommation par l'équipement auquel elle est destinée (par exemple, chaudière ou automobile). Dans le cas des combustibles fossiles, il faut donc faire un autre redressement de l'efficacité thermique afin d'obtenir un indice vraiment comparable de la production finale, c'est-à-dire de l'énergie tertiaire.

Des statistiques de l'énergie secondaire sont publiées pour des secteurs de l'économie comme les secteurs résidentiel et agricole, industriel et commercial. Cependant, ce qui importe dans la demande d'énergie, c'est son application pratique comme le chauffage des locaux, l'éclairage, le transport des marchandises et c'est de cette manière que nous présentons la demande secondaire aux figures 1, 2 et 3. Afin de transposer les données de Statistique Canada sur l'utilisation de l'énergie par secteur en données d'utilisation pratique, il nous faut faire certaines suppositions. Les tableaux ont été conçus d'après les données suivantes :

- a) le chauffage des locaux dans les secteurs résidentiel, agricole et commercial comprend la consommation à des fins de chauffage de tous les combustibles, à l'exception de l'électricité. Le chauffage à l'électricité est inclus dans la composante "utilisations du réseau";
- b) dans le secteur industriel, nous avons calculé qu'un quart du gaz naturel et que tout le fuel-oil

léger sont consommés pour fournir de la chaleur à basse teneur que nous incluons dans la composante "chauffage des locaux". La chaleur industrielle (la chaleur nécessaire aux transformations industrielles) exige le total du charbon, du coke, du gaz du pétrole liquifié, du gaz de distillation, du fuel-oil lourd et les trois quarts du gaz naturel consommé dans le secteur industriel;

- c) dans les sites éloignés, le combustible nécessaire à la production d'électricité des centrales et au fonctionnement de l'équipement motorisé sur le site est fourni par tout le combustible diesel et le kérosène que Statistique Canada alloue au secteur industriel;
- d) l'électricité est définie seulement par le terme "utilisations des réseaux", c'est-à-dire l'électricité produite par les compagnies de services publics et les grandes entreprises commerciales.

Pour 1979, des graphiques similaires ont été préparés pour toutes les provinces dans le cadre du projet du MEST. Les graphiques de l'Ontario et du Québec figurent au chapitre 4. Toutes les autres provinces sont incluses dans les annexes.

- 3. En 1981, les importations nettes de pétrole du Canada ont atteint 132 765 000 barils, ce qui équivaut à 364 000 barils par jour, par année. Le prix moyen de ces importations a été de 35,40 \$ (US) le baril et les paiements de péréquation interne du pétrole se sont élevés à 3,4 milliards de dollars.
- 4. Office national de l'énergie, *L'énergie au Canada : offre et demande, 1980-2000*, Ottawa, juin 1981.

CHAPITRE DEUX : LES OPTIONS CANADIENNES DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE

a) La polyvalence du pétrole

Le pétrole est très avantageux à deux points de vue : il se prête à une grande variété d'applications et il peut être stocké et transporté assez facilement. Toutefois, à cause de sa complexité et des facteurs économiques liés à son raffinage, le pétrole brut doit être transformé en une série de produits¹; il ne peut être utilisé pour fabriquer un seul produit, l'essence par exemple. En outre, il y a des limites à la flexibilité de la combinaison des fractions qu'une raffinerie peut extraire du pétrole brut. Jusqu'à présent, les raffineurs ont réussi à trouver toute une gamme d'applications aux produits du pétrole : l'essence pour les automobiles, le kérosène pour les avions, les carburants diesels pour les camions, le fuel-oil léger pour le chauffage des locaux, les combustibles résiduels pour la production d'électricité. Cette polyvalence est l'une des principales raisons pour laquelle le pétrole a été la source d'énergie la plus en demande dans le monde depuis 1945.

Malheureusement, à moins de découvertes techniques imprévues, les produits de remplacement possibles du pétrole ne sont pas aussi bien adaptés à tous ces usages. Par conséquent, une stratégie énergétique réaliste exige que le pétrole soit réservé, autant que possible, aux applications pour lesquelles les produits de remplacement sont encore difficiles à obtenir, notamment pour le transport et les besoins en carburants des régions éloignées et isolées. Pour accroître la production des produits de qualité supérieure, comme les carburants du transport, il faudrait améliorer les raffineries. Cela serait certainement possible sur le plan technique, en particulier si l'on pouvait obtenir de l'hydrogène d'une source externe. Le Canada a la chance de disposer d'hydrogène externe à bon marché dans ses importantes réserves de gaz naturel. L'électrolyse pourra peut-être en fournir une source supplémentaire à l'avenir. La hausse des prix réels des produits pétroliers fournit l'incitation économique pour mettre au point les techniques d'amélioration du raffinage.

Les besoins en matière de chauffage, tout en étant aussi importants que les besoins en matière de transport, peuvent être satisfaits par n'importe quelle source d'énergie appropriée à la production de chaleur de faible degré. À cet égard, le gaz et l'électricité sont les deux options principales de remplacement du pétrole.

b) Le gaz naturel

À première vue, le gaz naturel semble le produit de remplacement logique du pétrole dans le secteur du chauffage. L'ONE estime² qu'au prix courant, les réserves établies du Canada sont de 76,2 millions de térajoules (environ 72 trillions de pieds cubes). Au rythme actuel de l'utilisation intérieure et des exportations, ces quantités représentent un approvisionnement de 28 ans. En outre, il y a d'importants gisements supplémentaires

dans les régions inexploitées, dans les formations de sables compacts, etc., qui ne peuvent être inclus dans les réserves à cause d'infrastructures inadéquates, ou de l'exploration insuffisante, voire des deux, ou du manque de données relatives au recouvrement des coûts. Dans plusieurs régions du Canada, l'infrastructure nécessaire au transport et à la distribution du gaz est déjà en place et les provinces productrices, de même que les sociétés exploitantes, ne demandent pas mieux que d'étendre leurs marchés.

En 1979, le gaz naturel a fourni 1,55 million de térajoules d'énergie pour fins d'utilisation finale au Canada, venant immédiatement après les 3,26 millions de térajoules provenant des produits pétroliers. En tant que combustible de chauffage, on l'a utilisé plus que le mazout, soit 0,937 million de térajoules contre 0,795 million de térajoules. Toutefois, les possibilités techniques d'améliorer considérablement l'efficacité de l'ensemble du système énergétique canadien par l'utilisation du gaz naturel comme produit de remplacement du pétrole pour servir au chauffage sont limitées. De plus, les réserves de gaz naturel exploitées au Canada se trouvent dans l'Ouest, tandis que les sources inexploitées sont dans l'Arctique et l'Atlantique. Par conséquent, le transport et la géographie deviennent des éléments économiques importants à considérer dans le coût de livraison du gaz naturel, et, partant, de sa compétitivité, sur bon nombre des marchés du Canada.

c) Les systèmes tout à l'électricité

Parce que l'électricité est relativement chère en vertu des conditions actuelles d'utilisation et qu'elle est considérée comme une forme d'énergie de "haute qualité", on estime généralement qu'elle ne peut jouer qu'un rôle complémentaire pour le chauffage. Compte tenu des techniques actuelles, elle constitue en effet un "piètre" produit de remplacement du pétrole au Canada à cause de la concentration saisonnière de la demande pour le chauffage. Si les systèmes de chauffage tout à l'électricité étaient largement adoptés en utilisant les méthodes courantes et sans compenser la croissance sur d'autres marchés, le facteur d'utilisation³ de la charge du réseau électrique se détériorerait rapidement, au point qu'il n'y aurait aucune perspective raisonnable de concurrence des coûts au-delà d'un degré de diffusion relativement modeste. Il faudrait des capacités de production beaucoup plus considérables pour répondre à la demande de pointe pendant la saison de chauffage.

On estime qu'à l'heure actuelle, l'électricité répond à environ 15 p. 100 de tous les besoins de chauffage des locaux au Canada⁴. Bien que dans certaines provinces, il n'y ait à peu près pas de chauffage à l'électricité, son utilisation relativement répandue dans d'autres provinces compense ce fait. En Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, le chauffage à l'électri-

cité est peu utilisé ou ne l'est pas du tout, tandis qu'au Québec, au Manitoba et à Terre-Neuve, la proportion est importante. Cependant, la proportion de chauffage à l'électricité ne dépasse guère 25 p. 100 dans aucune province, bien que les enquêtes d'Hydro-Québec démontrent qu'environ 29 p. 100 des résidences du Québec sont chauffées à l'électricité.

Les techniques de chauffage à l'électricité sont multiples; elles comprennent des grilles de résistance individuelle pour chaque pièce, des systèmes de chauffage électrique reliés à des conduits d'air soufflé et des pompes à chaleur avec un système auxiliaire de chauffage par résistance. Du point de vue de l'utilisateur, le chauffage à l'électricité a l'avantage d'être plus propre et de permettre un contrôle plus précis de la température. Jusqu'à récemment, cependant, il ne s'est pas révélé meilleur marché, malgré une capacité remarquable de production d'électricité à bon marché au Canada; c'est la principale raison qui a empêché sa pénétration du marché. En outre, les caractéristiques du climat hivernal du Canada sont de nature à limiter le chauffage entièrement à l'électricité parce qu'il pourrait être plus coûteux que le chauffage au mazout, étant donné qu'il exigerait des capacités de production supplémentaire d'électricité.

d) Le coût élevé du chauffage tout à l'électricité

Le coût élevé du chauffage tout à l'électricité découle de la rigueur des hivers canadiens. De grands et intenses fronts froids peuvent s'abattre sur la moitié du pays pendant plusieurs jours. Les températures locales peuvent descendre à -30°C et même à -40°C , soit de 20 à 30° sous la normale pour le mois de janvier. La figure 4 présente une courbe typique des degrés-jours pour Ottawa, laquelle illustre le climat canadien. L'écart entre la température la plus basse (représentant la demande de pointe pour le chauffage) et la température moyenne du mois le plus froid (janvier) est à remarquer. C'est l'essentiel du problème qu'entraînent les systèmes de chauffage tout à l'électricité: afin de satisfaire les besoins des consommateurs, les entreprises de services publics doivent disposer d'une puissance suffisante à la centrale de production (y compris des réserves adéquates), ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution, pour répondre à la pire des situations, même si elle ne survient qu'une fois par année. En d'autres termes, le facteur d'utilisation de la charge avec les systèmes de chauffage tout à l'électricité n'est pas très élevé et, comme nous le verrons, ce fait est extrêmement coûteux à la longue. Les données climatiques du Canada révèlent que tous les types d'appareils de chauffage fonctionnent en moyenne 27 p. 100 du temps (c.-à-d., compte tenu du climat canadien, la demande relative au chauffage des locaux entraîne un facteur de charge de 27 p. 100). Cela se compare à l'ensemble de la charge résidentielle laquelle est de 30 à 35 p. 100, et la moyenne du facteur d'utilisation de la charge de toutes

les centrales de production d'électricité, laquelle est de 65 p. 100⁵.

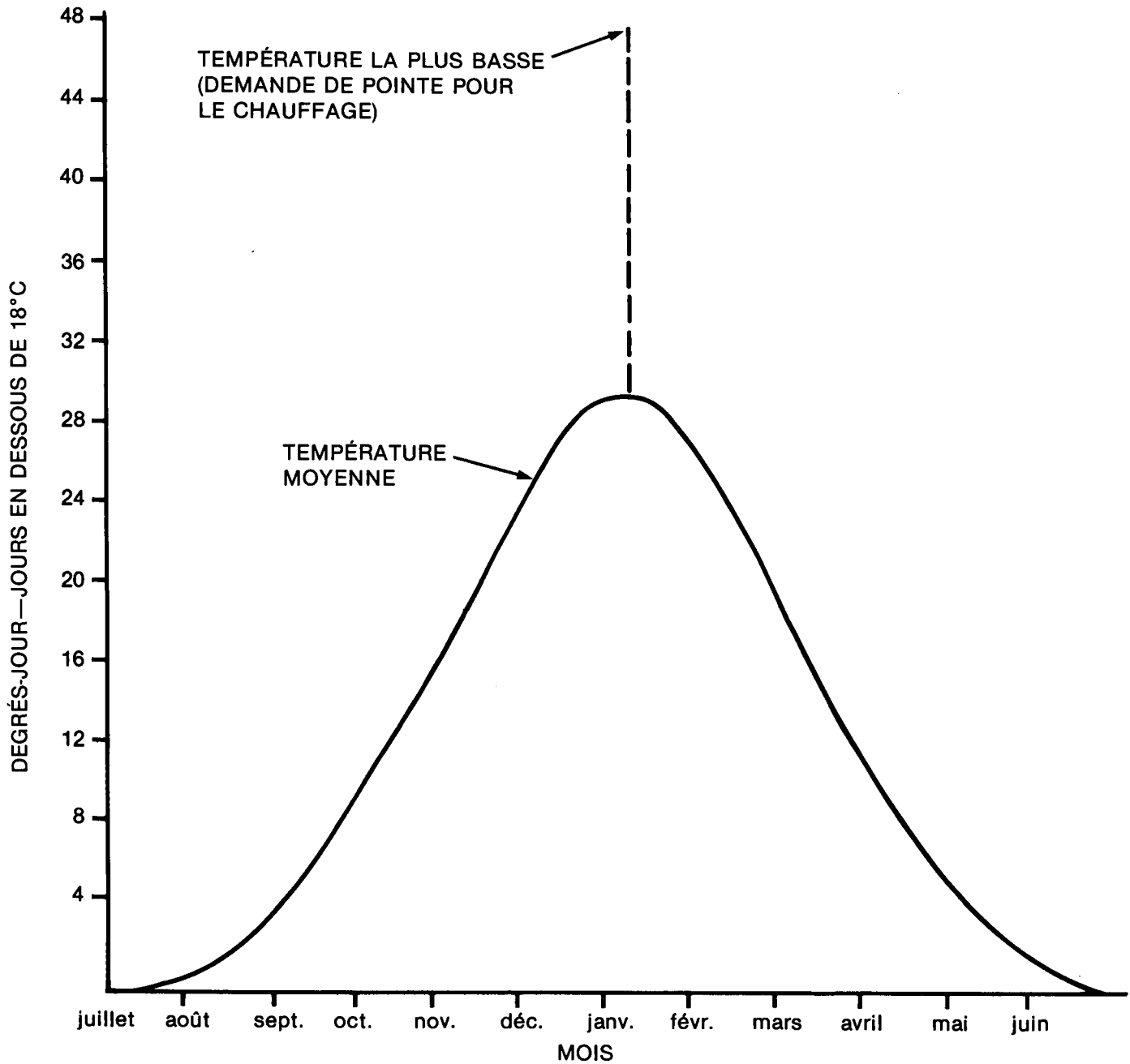
Jusqu'à maintenant, la diversité de la charge a permis aux services d'électricité d'équilibrer jusqu'à un certain point cette demande irrégulière de chauffage. Lorsque l'électricité ne sert qu'à une petite portion du chauffage total, la diversité de la charge peut équilibrer les variations de charge diurnes imposées au service. Par exemple, même si les besoins en électricité pour le chauffage sont plus grands la nuit parce qu'il fait généralement plus froid, la demande pour les autres utilisations diminue. La diversité de la charge égalise le diagramme de la charge diurne. En fait, la plupart des entreprises de services d'électricité du Canada présentent maintenant une charge égale en janvier. Il faut noter cependant que la charge est égale, mais que le niveau d'utilisation est élevé; donc si le chauffage tout à l'électricité prenait de l'ampleur à l'avenir, il serait difficile de diversifier la charge pour équilibrer la pointe de consommation résultant du chauffage.

Parce que les services d'électricité du Canada fonctionnent déjà à une haute capacité en hiver, une forte demande supplémentaire ajouterait de nouvelles périodes de pointe à une consommation déjà élevée qui entraînerait une synchronisation de la charge, et non une diversification de la charge seulement. Par conséquent, les services d'électricité devraient acheter beaucoup plus d'équipement uniquement pour répondre à la pointe de consommation pendant le mois de janvier, sans avoir d'autre débouchés pendant le reste de l'année. Le facteur annuel d'utilisation de la puissance de l'ensemble du système électrique diminuerait rapidement, ce qui se traduirait directement par des coûts de production plus élevés qu'il faudrait ensuite transmettre aux consommateurs.

Même en tenant compte des possibilités de diversification de la charge, Ontario Hydro estime qu'une maison de grandeur moyenne dans le sud de l'Ontario, chauffée uniquement à l'électricité, exige plus de 9 kilowatts d'électricité au point d'utilisation pour les seules fins du chauffage, pendant les périodes de pointe (la période la plus froide). Cela représente la charge diversifiée du chauffage (c'est-à-dire *après* avoir tenu compte des autres demandes d'électricité qui peuvent améliorer le facteur de charge dû au chauffage à l'intérieur de la maison); c'est donc trois fois plus que la charge diversifiée actuelle (3 kilowatts) d'une maison non chauffée à l'électricité. Il faut aussi tenir compte du fait que les maisons chauffées à l'électricité sont généralement neuves et mieux isolées que la moyenne des maisons. En outre, le climat du sud de l'Ontario est relativement doux, selon les normes canadiennes. Dans les régions plus froides, la demande imposée au réseau électrique serait plus forte. Un appel de puissance d'environ 9 kilowatts ne représenterait peut-être pas la demande totale du système électrique. Les services d'électricité doivent être en mesure de perdre jusqu'à 10 p. 100 de leur puissance au cours du transport et de la distribution, tout

FIGURE 4

COURBE REPRÉSENTATIVE DES DEGRÉS-JOURS POUR LE CANADA



en gardant une marge de réserve supplémentaire de production de 20 p. 100 en cas d'une panne de l'équipement ou de toute autre interruption imprévue. Bien que les variations climatiques régionales peuvent suffire pour réduire de 20 p. 100 la moyenne diversifiée de la demande, d'importants fronts froids stationnaires s'étendent souvent au-delà de la région dont les besoins sont assurés par les services d'électricité, ce qui limite la possibilité d'utiliser les variations climatiques pour réduire la demande en période de pointe.

Compte tenu de tous ces facteurs, lorsqu'une centrale fonctionne à pleine capacité, les services d'électricité doivent normalement allouer au moins 10 kilowatts d'électricité, à la centrale, pour chaque maison chauffée tout à l'électricité⁶. Par contre, sans chauffage à l'électricité, la moyenne de la consommation résidentielle diversifiée (qui permet de répartir la puissance de la centrale) n'est que de 3 kilowatts ou moins, seulement quatre fois moins.

e) Le facteur d'utilisation de la charge et la diversification de la capacité

Les services d'électricité doivent fournir des quantités adéquates pour répondre à la demande en tout temps, y compris les périodes de pointe, même si celles-ci sont brèves et peu fréquentes. À cet effet, il faut diversifier la production à partir de calculs fondés sur la "courbe de consommation" qui correspond à la proportion de la charge totale qui est maintenue à n'importe quel moment au cours de l'année.

Comme les termes l'indiquent, la puissance de production de la "charge de base" est celle qui fonctionne presque continuellement. Environ 55 p. 100 de toutes les centrales de production d'électricité au Canada peuvent être caractérisées comme des centrales de charge de base. Les centrales intermédiaires (environ 35 p. 100 de toute la puissance, et généralement alimentées au charbon) fonctionnent une partie du temps, et les centrales d'appoint (environ 10 p. 100 de la puissance, généralement alimentées au mazout ou au gaz) ne fonctionnent que rarement. La distribution de la charge (entre la charge de base, la charge intermédiaire et la charge de pointe) détermine les divers types d'équipement dont le service a besoin. Les coûts ne sont pas les mêmes pour toutes les capacités de production. Ainsi, si la demande élevée est constante, l'équipement le plus efficace quant au coût, à long terme, sera celui qui présente des coûts d'immobilisation élevés et de faibles coûts d'exploitation et de combustible. Ce type d'équipement est idéal en ce qui concerne la charge de base. Par contre, l'équipement relatif à la charge intermédiaire et à la charge de pointe peut présenter un coût plus élevé par unité de puissance fournie; cependant, comme les coûts d'immobilisation d'un tel équipement sont plus bas, les services d'électricité en viendront à la conclusion que cet équipement est plus rentable s'il est peu utilisé. En d'autres termes, il n'est pas écono-

mique de laisser une grande centrale hydraulique ou un réacteur en inactivité parce qu'ils exigent de gros investissements de capitaux et que le combustible nécessaire pour les faire fonctionner est comparativement peu coûteux; ce n'est pas le cas cependant des chaudières à charbon ou des turbines à gaz qui exigent moins de capitaux (production intermédiaire ou production de pointe). La combinaison choisie par les services d'électricité dépend des caractéristiques de la consommation. Ce choix a ensuite une influence sur le coût de l'électricité. À long terme, l'équipement nécessaire à la charge de base donne l'électricité la moins chère, pourvu, naturellement, que le marché soit important et stable. Il est crucial que la production corresponde à la consommation.

f) Les diverses méthodes de production de l'électricité et leurs coûts

La figure 5 illustre comment les divers facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance influencent les coûts de l'électricité lorsqu'une décision doit être prise concernant l'acquisition d'équipement. Dans un cas, il s'agit d'un système entièrement destiné à la charge de base; on suppose que le système est très efficace et que le facteur d'utilisation de la puissance est 75 p. 100. Dans l'autre cas, il s'agit d'un système qui correspond davantage aux facteurs de charge courants: en fait, on suppose que le système ne fonctionne qu'à une efficacité moyenne (selon les normes courantes) soit le facteur d'utilisation de la puissance de 46 p. 100 que les services électriques du Canada ont atteint au cours de la période de douze mois allant de juillet 1979 à juin 1980. Ces chiffres représentent deux systèmes hypothétiques entrant en service, en 1982, aux coûts courants.

Le système A, à haute efficacité, utilise l'équipement qui, à long terme, est le plus économique; il s'agit des grands aménagements hydro-électriques dotés de réserves annuelles d'eau ou les réacteurs nucléaires (CANDU). Les frais fixes d'immobilisation constituent le principal article de dépense de ce système. La production d'un kilowatt exige un investissement de 1 200 \$, et il faut un investissement supplémentaire de 1 000 \$ pour l'équipement de transport et de distribution⁷. Ces frais d'immobilisation ont été calculés sur une base annuelle en utilisant un facteur d'utilisation réelle du capital de 10 p. 100. Le facteur d'utilisation réelle du capital représente plus que le taux d'intérêt réel parce qu'il comprend l'amortissement du capital. Pour des immobilisations amorties sur une période de vingt ans, caractéristiques des investissements des services d'électricité, cela correspondrait à un taux d'intérêt réel de 8 p. 100. Ce chiffre est plus élevé que celui qu'utilisent les services d'électricité qui ont ordinairement recours à un taux d'intérêt réel actualisé de 6 p. 100. Toutefois, le chiffre de 10. p. 100 de l'utilisation réelle du capital a été utilisé à plusieurs occasions pour les études coûts-avantages du gouvernement fédéral afin d'établir un coût annuel réel des immobilisations⁸. De

FIGURE 5

**COMPARAISON REPRÉSENTATIVE DE STRUCTURE DES COÛTS
PAR KILOWATT-HEURE (MOYENNE EXISTANTE)**

Système A		Système B	
Centrale (à haute efficacité) avec un facteur d'utilisation de la puissance de 70 %		Illustration d'un système courant (1979) utilisant des équipements divers avec un facteur d'utilisation de la puissance de 46 %	
I.	COÛTS D'IMMOBILISATION DE LA CENTRALE PAR KILOWATT	I.	COÛTS D'IMMOBILISATION DE LA CENTRALE PAR KILOWATT PONDÉRÉ
	1 200 \$ (nucléaire ou hydro-électrique)		55 % 660 \$ — ÉLÉMENT PREMIER DE LA CHARGE (nucléaire ou hydro)
			35 % 165 \$ — ÉLÉMENT INTERMÉDIAIRE (charbon, hydro)
			10 % 30 \$ — ÉLÉMENT D'APPOINT (turbines)
			855 \$ — TOTAL
II.	COÛTS D'IMMOBILISATION POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION	II.	COÛTS D'IMMOBILISATION TRANSPORT ET DISTRIBUTION
	1 000 \$		1 000 \$
	COÛTS TOTAUX D'IMMOBILISATION: 2 200 \$		COÛTS TOTAUX D'IMMOBILISATION: 1 855 \$
III.	ESTIMATION DES COÛTS RÉELS D'UTILISATION DU CAPITAL, PAR ANNÉE (10 %)	III.	ESTIMATION DES COÛTS RÉELS D'UTILISATION DU CAPITAL, PAR ANNÉE (10 %)
a)	220 \$	a)	185 \$
	Avec un facteur d'utilisation de la puissance de 70 %, le coût est amorti par 6 132 kWh = 3,59 c. le kWh		Avec un facteur d'utilisation de la puissance de 46 %, le coût est amorti par 4 030 kWh = 4,59 c. le kWh
b)	COMBUSTIBLE-COÛTS DE FONCTIONNEMENT	b)	COMBUSTIBLE-COÛTS DE FONCTIONNEMENT (kWh pondéré)
	Uranium à 100 \$ le kg 0,8 % combustion 30 % d'efficacité = 0,19 c. le kWh		Uranium (55 %) = 0,1 c. le kWh Charbon à 30 \$ la tonne (35 %) = 0,47 c. le kWh
c)	Entretien à 10 % des coûts d'immobilisation = 0,35 c. le kWh	c)	Turbines (mazout à 30 \$ le baril (10 %) = 0,58 c. le kWh
IV.	TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS = 4,13 c. le kWh	IV.	TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS = 5,74 c. le kWh

plus, certaines pièces d'équipement (par exemple, les installations de transport et de distribution) peuvent durer moins longtemps que les centrales de production et doivent par conséquent être amorties sur une période plus courte (par exemple, quinze ans), ce qui suppose un taux d'intérêt réel d'environ 6 p. 100. Ces chiffres doivent donc être considérés comme un calcul raisonnable, sinon définitif, du prix de revient⁹. Donc, le coût annuel des investissements de 2 200 \$ par kilowatt serait de 220 \$. Toutefois, comme il s'agit d'un système très efficace fonctionnant à une capacité de 70 p. 100, tel que le montre la figure 5, une capacité de production de un kilowatt de la centrale, du système de transport et de distribution donnerait 6 132 kWh par année à un coût moyen de 3,59 c. le kWh. Les coûts du combustible, du fonctionnement et de l'entretien représentent une proportion relativement minime du coût total de 4,13 c. le kWh.

Chaque service d'électricité au Canada utilise un système de comptabilité légèrement différent pour imputer les frais, et il serait aussi possible d'utiliser un autre facteur pour les frais fixes d'immobilisation afin d'évaluer les frais réels. Néanmoins, la moyenne de 4,13 c. le kWh constitue une estimation raisonnable du coût d'une centrale fournissant une charge de base en 1982.

Par contre, le système B, fonctionnant à une capacité de 46 p.100, présente des coûts unitaires beaucoup plus élevés. Le type de centrale diffère de celui du système A. Il se compose de trois éléments, un élément de charge de base, un élément intermédiaire et un élément d'appoint. L'élément de charge de base est représenté par la même centrale économique du système A. Cependant, elle ne fournit que 55 p. 100 de la production, soit 55 p. 100 du kilowatt pondéré de la capacité de production prévue pour ce système. La centrale intermédiaire (35 p. 100) et la centrale d'appoint (10 p. 100) représentent des coûts pondérés d'immobilisation beaucoup plus bas. Parce que la centrale intermédiaire est plus simple du point de vue technique, l'investissement nécessaire pour fournir un kilowatt dans cette centrale alimentée au charbon est inférieur à celui d'une centrale nucléaire ou hydro-électrique; on l'estime à 500 \$ le kW, et s'il faut 35 p. 100 de cette source d'énergie, il en coûte seulement 165 \$ d'investissement pour fournir ce kilowatt hypothétique. Une centrale d'appoint exige encore moins de capitaux; pour 10 p. 100 du total pondéré, il faut allouer seulement 30 \$ en investissement permanent.

Les coûts d'immobilisation du système B sont moins élevés. En comptant le capital investi pour le transport et la distribution (identique au système A), le coût total d'immobilisation du capital est évalué à 1 855 \$ le kilowatt et en utilisant un facteur constant de 10 p. 100 d'utilisation réelle du capital, les frais fixes annuels seraient de 185 \$.

Cependant, ce système est beaucoup moins efficace; le facteur d'utilisation de la puissance n'est que

de 46 p. 100, et ainsi, tous les coûts doivent être amortis par une production totale beaucoup moins élevée que celle du système A, seulement 4 030 kWh par année, ou 4,50 c. le kWh. Bien que le coût d'immobilisation du système à plusieurs éléments soit moins élevé que celui du système identique de charge de base, cela ne suffit pas à compenser son manque d'efficacité.

En outre, le combustible et les frais d'entretien sont plus élevés. Donc, bien que cette centrale soit moins chère du point de vue de l'investissement, les dépenses de fonctionnement par kWh de production sont supérieures à celles d'une centrale hydro-électrique ou nucléaire. La puissance fournie par l'ensemble du système B revient à environ 5,74 c. le kWh.

Ces chiffres représentent les coûts de production des centrales entrant en service en 1982. En pratique, les coûts de l'électricité en 1982 étaient inférieurs à ces exemples, parce que les services d'électricité additionnent tous leurs coûts pour obtenir une moyenne. Les centrales nouvellement entrées en service sont vraisemblablement plus chères à cause de l'inflation. Néanmoins, ces chiffres, que l'on peut considérer comme étant une évaluation appropriée du coût de remplacement, sont une indication des facteurs et des tendances dont les services d'électricité doivent tenir compte en évaluant leurs besoins de capitaux pour la rénovation et l'expansion à la lumière des charges prévues.

En supposant que le facteur d'utilisation de la puissance du système A à haute efficacité soit de 70 p. 100 il faudrait, pour atteindre ce niveau, que les caractéristiques de la charge placée sur cette centrale soient très uniformes. Les services d'électricité doivent disposer d'une réserve de puissance pour parer à toute éventualité de panne d'équipement. Puisque cette centrale restera vraisemblablement inactive la plupart du temps, pour obtenir un facteur d'utilisation de la puissance de 70 p. 100, il faut que le facteur d'utilisation de la charge soit plus élevé, probablement de 80 à 85 p. 100. Par contre, avec un facteur d'utilisation de la puissance de 46 p. 100, caractéristique de la moyenne canadienne actuelle, il faudrait que le facteur d'utilisation de la charge soit d'environ 65 p. 100. Cependant, une grande partie de l'équipement, et non seulement l'équipement affecté à la réserve, restera inévitablement inactif pendant une grande partie du temps.

Les services électriques ont donc intérêt, du point de vue du coût, à améliorer le facteur d'utilisation de la puissance au moyen d'une demande stable et continue. Les systèmes de chauffage tout à l'électricité ne permettent pas de maintenir ce type de demande.

g) Les caractéristiques des systèmes hydrauliques

Bien qu'ils soient flexibles, les systèmes hydrauliques sont de moins en moins utilisés pour répondre à la demande de pointe. Toutes les principales additions

aux capacités de production sont conçues en fonction de la charge minimale, c'est-à-dire qu'elles peuvent maintenir leur puissance nominale de façon continue. Il en est ainsi à cause du coût et des contraintes du transport résultant de la pénurie des sites possibles de production d'énergie hydraulique et de leur éloignement.

En général, l'hydro-électricité la moins chère est celle qui est produite par les grands cours d'eau. C'est pourquoi les barrages sont d'abord construits sur les grands cours d'eau situés relativement près des centres de consommation d'électricité. La mise en valeur des cours d'eau moins importants et plus éloignés est plus chère et, par conséquent, ces cours d'eau sont aménagés plus tard. Les grands cours d'eau présentent des avantages du point de vue technique, parce que le débit est assuré malgré les sécheresses et d'autres phénomènes naturels. En somme, les ressources hydrauliques canadiennes permettent de réaliser des économies d'échelle et de produire continuellement de grandes quantités d'électricité. Il y a naturellement de nombreux sites hydrauliques moins importants dont l'utilisation est limitée (pour les centrales intermédiaires ou d'appoint), mais leur part de la capacité de production d'énergie hydraulique au Canada est relativement peu importante.

Le fait que les grands sites hydrauliques non encore aménagés soient éloignés des centres de consommation ne les rend pas nécessairement inutiles, mais leur aménagement est subordonné aux contraintes du transport. Dans le cas de longues distances, l'énergie doit être transportée à de hautes tensions (plus de 400 kilovolts) et la tension doit être constante. Les sites hydrauliques éloignés conviennent donc principalement à une charge minimale. Le projet de la baie James d'Hydro-Québec en est un excellent exemple. Les limites économiques et techniques en font une centrale de charge minimale. Une telle centrale devient rentable lorsque le facteur d'utilisation de la puissance atteint 68 p. 100 et elle peut fonctionner à près de 100 p. 100. La première des quatre principales génératrices fournit actuellement une puissance d'environ deux millions de kilowatts. La deuxième génératrice, qui entrera bientôt en service, fournira plus de cinq millions de kilowatts. Lorsque les installations seront complètement aménagées, elles fourniront environ dix millions de kilowatts, et l'énergie sera transportée à une tension de 750 kV sur plusieurs centaines de milles jusqu'aux principaux centres d'habitation du Québec. Et ce n'est que le début de l'aménagement hydraulique du bassin de l'est de la baie James. Les possibilités sont encore très grandes. La puissance des chutes Churchill est également énorme, mais il y a des contraintes. Ces grands sites hydrauliques, lorsqu'ils sont aménagés, constituent des réalisations techniques remarquables. Cependant, ils ne sont économiques que si la demande correspond à leur puissance.

En somme, il n'existe aucun doute qu'à l'avenir, pour des raisons économiques, les aménagements hydro-électriques devront être adaptés aux besoins des

marchés à charge minimale. Le chauffage tout à l'électricité ne correspond pas à ce type de marché parce que la demande est saisonnière et que le facteur d'utilisation de la charge est peu élevé.

h) Les possibilités limitées des autres facteurs d'équilibre

On peut prétendre que les services d'électricité au Canada pourraient équilibrer l'énorme potentiel du marché d'hiver en augmentant les ventes au cours de l'été et, ainsi, améliorer le facteur annuel d'utilisation de la charge. Par suite de la climatisation de l'air, la consommation atteint souvent son maximum pendant l'été aux États-Unis. Cependant, cela ne tient pas compte du fait que les divers services d'électricité des États-Unis, dans les limites pratiques du transport de l'électricité, ont une charge maximale en hiver (la Nouvelle-Angleterre, les plaines du nord des États-Unis) et, par conséquent, ils disposent de la puissance nécessaire à la climatisation de l'air en été, ou encore la consommation maximale n'est pas beaucoup plus élevée en été qu'en hiver (New-York, les États du Centre-Ouest). La climatisation pourrait être plus répandue au Canada, mais, pour refroidir l'air d'une maison à 10° au-dessous de la température extérieure, il faut 8 à 14 fois moins d'énergie que pour le chauffer à 50° au-dessus de la température extérieure. Les services d'électricité pourraient aussi améliorer leur interdépendance, de sorte que le service faisant face au temps le plus froid puisse obtenir de l'électricité supplémentaire de ses voisins, mais les grands fronts froids stationnaires s'étendent habituellement au-delà des distances raisonnables de transport d'électricité.

Dans une étude antérieure¹⁰, on a examiné les possibilités d'améliorer la piètre utilisation de la charge résultant des systèmes de chauffage actuels à l'électricité et l'on a proposé de vendre l'électricité hors pointe à de nouveaux marchés et d'augmenter le marché traditionnel (chauffage de l'eau et accumulation de chaleur), mais aucune de ces possibilités n'a été jugée satisfaisante.

i) Les problèmes entraînés par une pointe de consommation: Hydro-Québec et Ontario Hydro

La demande la plus élevée enregistrée par Hydro-Québec est survenue le 4 janvier 1981. Environ 18 600 mégawatts de la puissance installée de 20 500 mégawatts ont dû être fournis. La séquence des événements est très significative.

Le 2 janvier avait été extrêmement froid dans toute la province. Cependant, la demande n'a pas augmenté immédiatement dans le réseau parce que l'inertie thermique des bâtiments est considérable. Cependant, la vague de froid a persisté plus de trois jours et, le 4 janvier, Hydro-Québec atteint une pointe dans la

demande dépassant de 8,08 p. 100 celle de l'année précédente. Cette situation n'est pas inhabituelle en janvier, mais cette pointe était sans précédent, parce que le 4 janvier 1981 était un dimanche : une pointe n'était jamais survenue pendant une fin de semaine. Ce fait indique donc qu'elle était due au chauffage.

Pour Ontario Hydro, la pointe la plus élevée est survenue le 11 janvier 1982, lorsque 18 600 mégawatts des 25 000 mégawatts de puissance installée ont été utilisés. Cette pointe était 6,3 p. 100 plus élevée que celle de l'année précédente et supérieure à la charge prévue pour décembre 1983. Le 11 janvier était un lundi, ce qui n'est pas le jour habituel de pointe. Celle-ci survient d'ordinaire au milieu ou vers la fin de la semaine de travail lorsque l'industrie produit à pleine capacité. Une explication possible de la pointe du 11 janvier vient du fait que Ontario Hydro est dans un stade intermédiaire, le chauffage des locaux en lui-même ne cause pas la pointe, mais il en est le principal facteur. Le fait que la pointe est survenue un lundi indique au moins qu'une grande partie de la charge de Ontario Hydro est sensible aux variations des températures.

Il vaut la peine de comparer la croissance rapide de la demande en électricité confrontant Hydro-Québec et Ontario Hydro avec la croissance de l'utilisation de l'énergie dans son ensemble, laquelle était de 3,5 p. 100 par année au cours de la période 1975-1979. La demande de pointe (distincte de la demande totale) s'est accrue presque deux fois plus vite que l'utilisation d'énergie électrique et deux fois plus vite que l'utilisation d'énergie en général.

La période du jour à laquelle survient la pointe dans la demande indique que le chauffage constitue une charge importante pour les services d'électricité. Sans le chauffage, la charge maximale diurne survient habituellement entre 16 et 19 h. La pointe attribuable au chauffage survient d'ordinaire plus tôt, cependant, soit entre 7 h et 10 h (à 45° de latitude), puisque le froid est souvent plus intense une heure ou deux après le lever du soleil. Un déplacement de la pointe quotidienne du soir vers le matin est, par conséquent, un signe fiable de la concentration de la demande pour le chauffage. Dans ce contexte, il faut noter que la pointe des services d'électricité à Toronto survient maintenant le matin.

La baisse du niveau des températures des thermostats le soir et leur hausse le matin est tout à fait raisonnable du point de vue de l'énergie. Cependant, lorsqu'il s'agit de chauffage à l'électricité, cette situation cause de graves problèmes aux services publics. Les systèmes de chauffage à l'électricité entraînent une synchronisa-

tion de la charge et exacerbent les pointes dues au chauffage le matin.

En outre, les pointes d'émission pour le chauffage des locaux sont imprévisibles et incontrôlables. La prévision météorologique est encore une science inexacte et les services d'électricité ne peuvent prévoir d'une journée à l'autre le lieu et l'heure de la pointe dans la demande. Il en résulte de graves complications dans la production de l'électricité. La centrale qui peut réagir rapidement et entrer en service dans un court délai, soit la centrale d'appoint, prend donc de l'importance. C'est la centrale dont le perfectionnement est le plus cher et elle est habituellement alimentée au mazout ou au gaz.

j) Les problèmes liés aux marchés de chauffage de locaux

Le fait que les services d'électricité doivent consacrer cinq fois plus de puissance installée pour une maison chauffée à l'électricité que pour une maison chauffée par tout autre mode de chauffage donne une idée de l'ampleur du marché du chauffage des locaux. La figure 1, que nous avons déjà mentionnée, révèle qu'on utilise au Canada plus de mazout et de gaz pour le chauffage des locaux que d'électricité pour tous les autres usages. Environ 1,75 million de térajoules de mazout et de gaz est utilisé à des fins de chauffage. Par contre, seulement 1,06 million de térajoules d'électricité est utilisé pour tous les usages, et environ 10 p. 100 de cette énergie sert au chauffage. À l'heure actuelle, le chauffage au mazout absorbe la même quantité d'énergie que les usages de l'électricité autres que le chauffage. Le fait que le chauffage constitue un marché énergétique aussi important crée des possibilités importantes d'une utilisation plus efficace, aussi bien que moins efficace du système électrique. Si l'on utilise les techniques traditionnelles de chauffage tout à l'électricité, l'efficacité du système en sera réduite parce que les possibilités d'équilibrer le facteur d'utilisation de la charge en la diversifiant deviendront de plus en plus limitées, et le facteur réel d'utilisation de la charge diminuera dans son ensemble.

Si le mazout devait être remplacé dans une grande proportion par le chauffage *tout* à l'électricité, l'immensité du marché surchargerait le réseau électrique. Le faible facteur d'utilisation de la charge, qui est la caractéristique du chauffage des locaux, se répercuterait sur l'ensemble du service d'électricité, et la demande saisonnière pour le chauffage entraînerait une grave détérioration de l'efficacité totale d'utilisation des centrales électriques du Canada.

NOTES DU CHAPITRE DEUX

1. Il y a trois grandes familles de produits pétroliers. L'essence est caractéristique de la "fraction légère" qui donne les produits de première qualité; leur rapport hydrogène-carbone est le plus élevé. Les "distillats moyens" sont des produits intermédiaires représentés, par exemple, par le carburant diesel et le kérosène. Finalement, les "produits résiduels" sont ceux dont le rapport hydrogène-carbone est le moins élevé.
2. Office national de l'énergie, *L'énergie au Canada : offre demande, 1980-2000*, Ottawa, juin 1981, p. 7
3. À l'intention des lecteurs, nous donnons ici la définition de certains termes techniques relatifs à l'équipement et aux opérations d'un service d'électricité. Les définitions les plus importantes sont aussi comprises dans le corps du texte ou dans les notes en bas de page.
 - a) *Puissance installée* : La somme totale de la puissance nominale de l'équipement de production. Depuis 1950, la puissance installée s'est élevée en moyenne à 8 p. 100 par année (mais la production réelle n'a augmenté que de 7 p. 100, ce qui indique que le facteur de puissance diminue).
 - b) *Charge* : La demande en kilowatts à un temps donné. Ce nombre varie d'heure en heure et de jour en jour, au cours d'une année. Typiquement, la demande la plus élevée, 80 p. 100 de la puissance installée, survient à 17 h 30 le jour ouvrable le plus froid de l'hiver et la demande la plus basse, environ 20 p. 100 de la puissance installée, survient à 4 h le jour de la Fête du travail.
 - c) *Charge maximum* : La charge la plus élevée demandée pendant une période de temps. La charge maximum annuelle au Canada est d'environ 80 p. 100 de la puissance installée.
 - d) *Charge minimale* : Cette partie de la charge qui est en demande continue au cours d'une année, habituellement de 30 à 40 p. 100 de la puissance installée.
 - e) *Pointe de charge* : La partie de la charge qui n'est en demande que quelques jours ou quelques semaines pendant l'année.
 - f) *Charge intermédiaire* : La partie de la charge qui n'est ni la charge minimale ni la pointe de charge.
 - g) *Réserve* : La différence entre la puissance installée et la charge maximum, c.-à-d. la puissance inutilisée. C'est la marge de sécurité (10 p. 100 de la charge maximum) qui peut être utilisée à brève échéance, et la puissance de réserve qui est en réparation ou qui n'est pas disponible pour une raison quelconque (de 10 à 15 p. 100 de la charge maximum), qui n'est pas disponible à brève échéance. La *disponibilité* de la centrale est la puissance installée moins cette dernière réserve.
 - h) *Facteur d'utilisation* : C'est le rapport de l'utilisation moyenne à la charge maximum pendant une période de temps. Le facteur d'utilisation est la mesure de l'uniformité de la demande d'électricité. Plus le facteur d'utilisation est élevé, plus il est uniforme. Le facteur d'utilisation annuel au Canada (y compris les exportations d'électricité aux États-Unis) atteint maintenant environ 65 p. 100. En 1952-1953, il surpassait 75 p. 100.
 - i) *Courbe de durée de la charge* : Une courbe qui illustre le total de la puissance de fonctionnement comparativement au pourcentage du temps total.
4. Source : Statistique Canada, *Enquête sur les appareils ménagers dans les résidences*, Ottawa.
5. Facteur d'utilisation de la charge :

$$\frac{\text{charge moyenne}}{\text{charge de pointe}} \times 100.$$

Il s'agit d'un indice de la charge de pointe. Par contre, le *facteur d'utilisation de la puissance* est un indice de l'utilisation de la puissance :

$$\frac{\text{puissance fournie}}{\text{puissance théorique}} \times 100.$$

Le facteur d'utilisation de la charge est toujours plus élevé en pratique que le facteur d'utilisation de la puissance. C'est essentiellement parce que les services d'électricité ont une réserve d'équipement qui ne fonctionne qu'en cas de panne ou d'interruptions imprévues. Naturellement, si tout fonctionne bien, l'équipement restera inactif. Bien que cet élément de réserve n'ait aucune influence sur les caractéristiques de la charge de la demande, il est cependant inclus dans les calculs d'utilisation de la puissance. Puisque cet équipement est destiné à rester inactif et qu'il le reste habituellement, il fournit peu de puissance et, du point de vue statistique, il réduit le facteur d'utilisation de la puissance. En outre, les services d'électricité peuvent disposer d'un surplus de puissance bien au-delà de ce qui est nécessaire (la plupart des services au Canada se trouvent dans cette situation). Cela diminue davantage le facteur d'utilisation de la puissance relativement au facteur d'utilisation de la charge.

6. Bien que les services d'électricité doivent allouer 10 kW par bâtiment, pour le chauffage au cours des périodes de pointe, la puissance du système de chauffage à l'électricité dans le même bâtiment devrait être beaucoup plus grande, soit 20 ou 25 kW. Cela est nécessaire pour faire en sorte qu'il y ait toujours assez de puissance pour chauffer la maison dans toutes les circonstances, par exemple, si les gens entrent ou sortent, si on ouvre les portes ou les fenêtres, etc., ce qui entraîne des pertes de chaleur exceptionnellement élevées. Les services d'électricité supposent que ces activités ne surviendront pas en même temps dans toutes les maisons et réduisent ainsi la charge moyenne (c'est-à-dire, la diversification de la charge) et, en pratique, cette hypothèse semble raisonnable. Cependant, 10 kW ne suffiraient pas toujours pour maintenir la chaleur dans un bâtiment.
7. Source : Ontario Hydro et Hydro-Québec.
8. Au cours de leurs recherches pour le projet du MEST, Ontario Hydro a utilisé un taux d'intérêt réel de 4,5 p. 100 et Hydro-Québec de 6 p. 100. Cependant, ce taux d'intérêt réel ne tient pas compte de tous les éléments inclus ici. Des détails supplémentaires figurent dans le renvoi n° 9.
9. Un service d'électricité utiliserait un système de comptabilité beaucoup plus complexe. Le problème essentiel d'un service d'électricité est d'établir un barème des prix qui soit juste et raisonnable à une époque d'inflation générale en modifiant les taux d'une façon progressive. Normalement, un service

élabore un modèle comptable en vue d'arriver à un coût du capital annualisé par kW. On établira un modèle à partir d'un chiffre très bas, disons par exemple que le coût de production en capital réel est de 1 000 \$, alors le coût annualisé pourrait bien être de seulement 50 \$ (5 p. 100).

Comparativement à d'autres emprunteurs, les taux d'emprunt accordés aux services d'électricité sont très intéressants, mais il leur serait quand même difficile d'emprunter à moins de 5 p. 100. Les services d'électricité peuvent aussi ajuster leurs tarifs au taux de l'inflation. Les 50 \$ peuvent augmenter à un certain taux pendant toute la durée utile de l'équipement. Par exemple, si le taux d'inflation était de 10 p. 100 annuellement, alors les tarifs doubleraient tous les sept ans; si la durée de l'équipement était de 30 ans, le revenu d'un kW serait 8 fois plus élevé dans 30 ans qu'il ne l'est à l'heure actuelle, c.-à-d. 400 \$ ou 40 p. 100 de sa valeur initiale. Naturellement, c'est beaucoup plus qu'il n'en coûterait réellement au service, mais conjointement avec le chiffre de base qui est peu élevé, on obtient un revenu global qui amortit le coût de l'équipement au taux d'intérêt réel que le service doit payer.

Si l'on alloue 10 p. 100 à l'utilisation du capital, on arrive à peu près au milieu de cette séquence et, de ce fait, on approche du coût réel que le service devra finalement payer pour ses investissements.

10. Clayton, R.H. et d'autres auteurs, *Canadian Energy: The Next Twenty Years and Beyond*, Institut de recherches politiques, Montréal, 1980, p. 214-223.

CHAPITRE TROIS : LE POTENTIEL DU SYSTÈME HYBRIDE ÉLECTRIQUE

a) Description du système hybride (bi-énergie)

Même si les systèmes de chauffage au gaz naturel et à l'électricité contribuent tous deux à réduire la consommation de mazout, ni l'un ni l'autre n'améliore l'efficacité de l'ensemble du système énergétique du Canada. Il existe toutefois une approche d'un autre type permettant de réduire la dépendance du Canada à l'égard du pétrole et d'accroître en même temps l'efficacité globale du système énergétique du pays. Plus qu'une nouvelle technologie, c'est une nouvelle technique opérationnelle qu'il faudrait adopter : l'utilisation de l'électricité pour le chauffage en dehors des périodes de pointe de demande d'électricité et l'utilisation du mazout en période de pointe de demande de l'électricité, afin de remplir les creux de la courbe de demande d'électricité pour le chauffage. Cette technique permettrait d'améliorer le facteur d'utilisation du système et rehausserait le niveau de la demande *d'utilisation de base*. Pour les besoins de la cause, nous l'appellerons le chauffage hybride¹.

Comme nous l'avons démontré, les systèmes actuels tout à l'électricité accentuent les problèmes des services d'électricité pendant les périodes de pointe et, à long terme, ils diminuent l'efficacité et, par conséquent, la rentabilité de la centrale qui assure la charge minimale. Par ailleurs, si l'on pouvait améliorer le facteur de puissance du réseau électrique, on pourrait diminuer de beaucoup le coût de production de l'électricité. Il faut y songer très sérieusement puisque le Canada possède de nombreux sites hydro-électriques et de très grandes réserves uranifères et carbonifères. La technologie d'exploitation de ces ressources est très avancée. Elle comprend la filière nucléaire CANDU pour la production d'électricité et les réseaux de transmission et de distribution à long rayon d'action pour l'exploitation des grands sites hydrauliques éloignés. Le réseau d'électricité canadien est techniquement très avancé et les sources énergétiques sont virtuellement inépuisables².

Un système de chauffage hybride (bi-énergie) utilise à la fois l'électricité et une chaudière de complément alimentée aux hydrocarbures (mazout ou gaz), bien que la présente étude porte surtout sur le système hybride électricité-mazout dans le secteur résidentiel, dont l'usage est beaucoup plus répandu. Ce système permet d'exploiter au maximum le réseau électrique et de remplacer le mazout par l'électricité plus économique produite par les centrales à charge minimale et, au besoin, par les centrales intermédiaires.

Deux facteurs rendent possible la mise en oeuvre économique du chauffage hybride au Canada. Premièrement, environ 35 p. 100 de tous les bâtiments canadiens sont déjà équipés d'un système au mazout et pour les convertir au chauffage hybride, il suffirait d'installer un chauffe-air d'adjonction³. Deuxièmement, pendant toute la saison de chauffage de l'automne, de l'hiver et

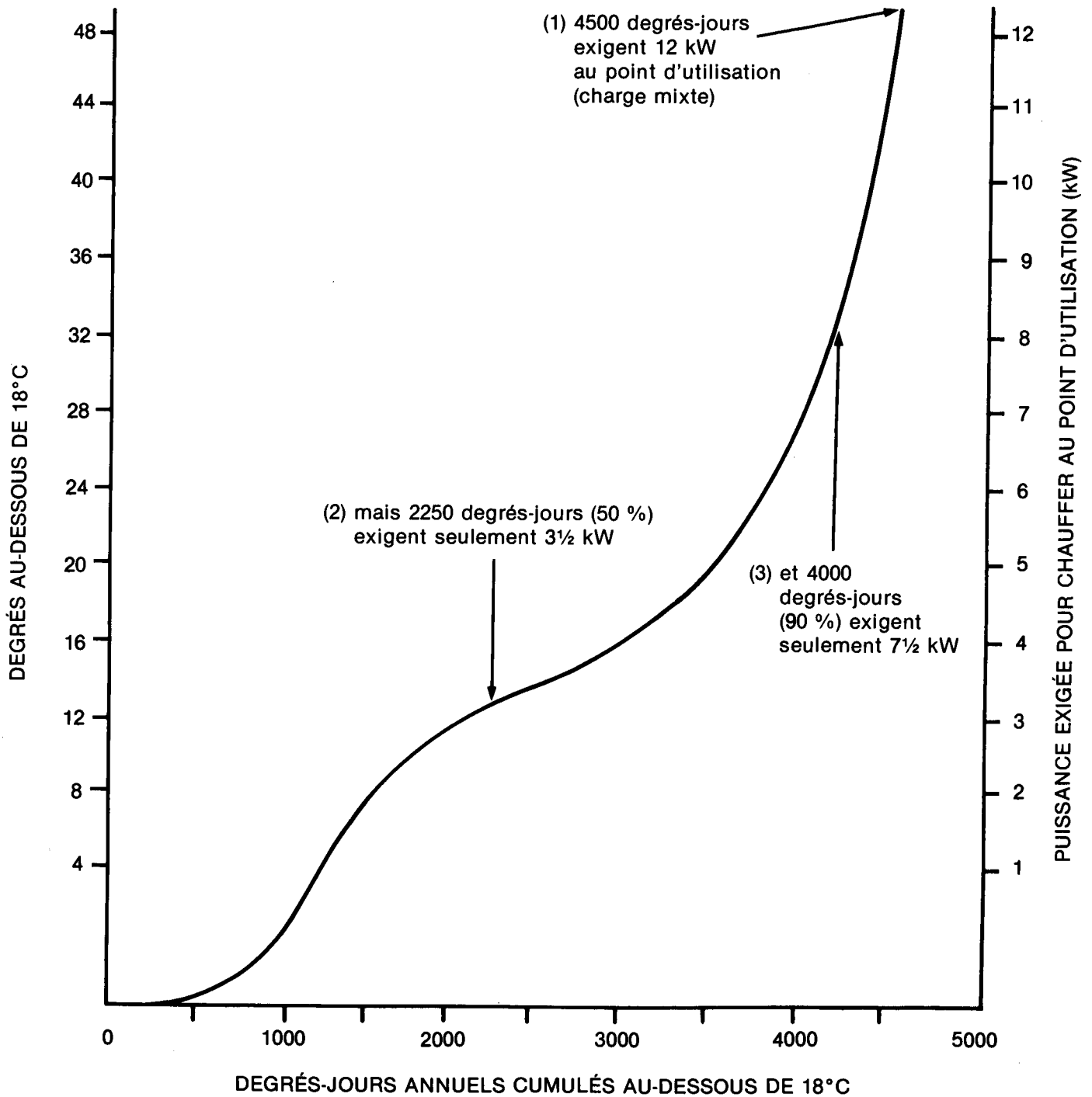
du printemps, en dépit de quelques périodes de pointe où la demande est très élevée, il suffit d'une faible quantité d'énergie pour conserver une température confortable dans la grande majorité des bâtiments, énergie que le réseau existant d'électricité peut facilement fournir. Ce point est illustré à la figure 6 concernant le secteur des habitations unifamiliales.

À la figure 6, on compare les degrés-jours cumulés⁴ d'Ottawa à la puissance théorique nécessaire, entre septembre et juin, pour chauffer une maison de grandeur moyenne, bien isolée, de 1 200 pieds carrés. Si le réseau électrique doit assurer tout le chauffage pour les 4 500 degrés-jours Celsius typiques d'Ottawa, il lui faudra faire face, tôt ou tard, à des jours de très basse température pendant la saison de chauffage. À Ottawa où la température est plus froide que dans le sud de l'Ontario, il faudrait jusqu'à 12 kilowatts au point d'utilisation et jusqu'à 14 kilowatts à la centrale de production, en calculant les pertes en ligne et la réserve. Cependant, si le système de chauffage à l'électricité était conçu pour répondre à 80 p. 100 des besoins de chauffage seulement, il suffirait au point d'utilisation d'une puissance de 5 kW pour les 3 600 degrés-jours Celsius. Pour répondre à la moitié des besoins, soit 2 250 degrés-jours Celsius, un système électrique n'exigerait que 3 1/2 kW. La différence entre ces deux valeurs et 12-14 kW est considérable et il semble qu'on pourrait satisfaire 80 p. 100 (50 p. 100) des demandes de chauffage avec 42 p. 100 (29 p. 100) de la puissance indispensable dans un système de chauffage tout à l'électricité si le reste, 20 p. 100 (50 p. 100), était fourni par une chaudière à combustible fossile. En fait, ce sont des améliorations cruciales. Comme nous le verrons, elles représentent la différence entre la possibilité d'utiliser le réseau électrique pour fournir beaucoup plus de chauffage et le besoin d'une expansion importante du réseau pour fournir le même supplément d'énergie à un coût beaucoup plus élevé.

Dans un système hybride, la chaudière de complément au mazout peut aussi être installée de façon à ne fonctionner qu'aux heures de la demande de pointe du réseau afin d'éviter la simultanéité avec d'autres demandes. Le facteur de puissance du réseau électrique en serait amélioré d'autant. Des essais effectués par Ontario Hydro (dans tout l'Ontario), EACL (à Deep River, Ontario) et par Hydro-Québec (dans diverses parties de la province, y compris Montréal et Bagotville) et les systèmes hybrides installés par la Minnkota Power dans 7 000 foyers du nord des États-Unis ont, en pratique, confirmé ces chiffres. Comme une très grande partie des besoins de chauffage au Canada pourrait être satisfaite à des facteurs de puissance supérieurs si le réseau électrique était déchargé d'une partie du travail, le système hybride se révèle d'une grande valeur.

Il existe deux options techniques qui rendraient pratique un tel système. Jusqu'ici, la plupart des efforts au

FIGURE 6
DEGRÉS-JOURS CUMULÉS POUR OTTAWA
ET
PUISSANCE REQUISE POUR CHAUFFER
LA MAISON MODERNE MOYENNE



Canada se sont concentrés sur la première option que nous nommerons "Hybride I". Bien que cette technique soit très valable, la deuxième, "Hybride II", qui est utilisée par la Minnkota Power, se révèle de beaucoup supérieure à la longue.

b) Hybride I : un système de chauffage hybride à températures fixes ou fonctionnant à certaines heures du jour

Dans ce système, l'électricité fournirait le chauffage de la charge minimale, par exemple, les quatre cinquièmes de la demande annuelle, avec une charge mixte (diversifiée) de 5-8 kW au point d'utilisation pour l'habitation moyenne⁵, comme il est illustré à la figure 6. L'élément électrique fonctionnerait de septembre à juin et satisferait à tous les besoins de chauffage, sauf si la température extérieure descend au-dessous du niveau de température fixé au préalable, disons -15°C , ou à une heure de la journée déterminée au préalable, par exemple, de 16 à 19 h; au-dessous de la température déterminée, ou à des heures autres que celles de la demande de pointe diurne, une source de chaleur qui peut être entreposée, comme le mazout, remplacerait l'électricité. Le système Hybride I se caractérise par le fait que la régulation de la commutation entre les deux sources de chaleur a lieu dans le bâtiment même. Le domaine initial d'application considéré est celui des habitations unifamiliales, mais on pourrait aussi y inclure de plus grands bâtiments dès que l'équipement approprié sera disponible. Des systèmes de régulation pour un tel équipement n'ont pas encore été entièrement mis au point, bien qu'ils pourraient utiliser essentiellement les mêmes circuits que les chauffe-air d'adjonction plus petits.

Avec le système Hybride I, la régulation des deux sources de chaleur peut se faire à l'aide de deux thermostats, un pour l'élément chauffant et l'autre pour la chaudière de complément. Il existe deux arrangements thermostatiques qui permettent des variantes :

- (i) Un thermostat, appelé communément "thermistance", placé à l'extérieur du logement ou du bâtiment commande le fonctionnement de l'élément chauffant. Pendant la saison froide, la thermistance coupe automatiquement le chauffage électrique quand le degré de température déterminé au préalable est atteint. Le thermostat s'allumera automatiquement si la température ambiante s'abaisse parce que le chauffe-air électrique est fermé.

Le chauffe-air d'adjonction installé dans le système Hybride I est typique de ceux qui sont offerts à l'heure actuelle par diverses entreprises privées dans les secteurs du mazout et de l'électricité et c'est celui qu'utilise généralement Ontario Hydro pour la plupart de ses essais. Selon le degré de température choisi auquel la thermistance extérieure doit couper le chauffage élec-

trique, on peut remplacer entre 50 p. 100 et 95 p. 100 du mazout.

La régulation au moyen de la température extérieure constitue, pour les services, le moyen le plus économique d'éviter les problèmes de charge liés à la température. Le désavantage évident de la thermistance est la variation entre les températures nocturne et diurne. Au Canada, à l'automne et au printemps, parfois même en hiver, la température oscille souvent autour du point de commutation. Comme les jours sont plus chauds que les nuits, la chaudière au mazout fonctionnera durant la nuit à cause de la thermistance, et à l'électricité durant le jour. Ce n'est pas ce qu'il y a de mieux pour les services d'électricité. Outre la demande résidentielle et industrielle qui est habituellement élevée pendant la journée, il y aura aussi un certain nombre de périodes de pointe. Il faut aussi trouver à quel degré il serait bon de faire fonctionner la chaudière au mazout. Comme la thermistance est souvent réglée à des températures beaucoup plus élevées (par exemple -2°C plutôt que -15°C), le chauffe-air d'adjonction ne donne pas toujours le rendement qu'on pourrait en attendre. En conséquence, on utilise le mazout à des heures où il y a des surplus d'électricité qui pourraient servir au chauffage.

- (ii) Une deuxième solution est celle du thermostat d'intérieur à deux niveaux. Le thermostat de l'élément chauffant électrique est réglé à quelques degrés au-dessus de celui de la chaudière; ainsi, l'élément chauffant s'allume d'abord, puis la chaudière, s'il fait plus froid et que l'élément chauffant ne suffit pas à la tâche.

En quelque sorte, un thermostat d'intérieur à deux niveaux donne un meilleur rendement qu'une thermistance extérieure, mais n'optimise pas la charge mixte. Les courbes de la température intérieure suivent celles de l'extérieur, mais il y a un décalage de quelques heures à cause de la chaleur inerte dans les bâtiments. Comme le déclenchement de la chaudière de complément au combustible fossile est assujéti aux variations de la température intérieure plutôt que d'être contrôlé par la thermistance extérieure, le décalage sera d'ordinaire de une à quatre heures. La chaleur que dégagent les appareils ménagers et la chaleur corporelle des habitants du logement créent également un autre coussin d'air chaud qui influence l'extrémité inférieure de la gamme de contrôle permettant au système de chauffage électrique de fonctionner encore plus longtemps.

Le thermostat d'intérieur à deux niveaux de température présente un autre avantage. Quand l'élément chauffant est insuffisant et que la chaudière au mazout s'allume afin de maintenir la chaleur, la chaleur que cette dernière dégage élève la température intérieure et finalement le thermostat intérieur coupera le chauffage électrique, temporairement du moins, même quand il fait très froid (par exemple, pendant la nuit). En conséquence, il y aura une utilisation de la puissance au cours des périodes hors pointe. Par ailleurs, cet avantage est

mitigé du fait que lorsqu'il fait très froid, le chauffage électrique n'est pas toujours éteint et peut contribuer aux pointes.

Ontario Hydro a utilisé certains des thermostats intérieurs à deux niveaux de température dans ses diverses expériences de chauffage hybride en Ontario. Ces expériences ont démontré qu'un élément chauffant de 5,5 kW installé dans une maison de taille moyenne peut économiser 87 p. 100 de la consommation normale de mazout.

Bien entendu, il est possible de combiner une thermostance avec un thermostat intérieur à deux niveaux. Avec un tel dispositif, le point de disjonction extérieur pourrait être fixé plus bas et, si l'élément chauffant ne réussit pas à produire une quantité suffisante de chaleur pour que la maison reste confortable dans de telles circonstances, le deuxième niveau du thermostat intérieur mettrait la chaudière au mazout en marche.

En résumé, un système Hybride I à commande thermostatique offre une occasion véritable, bien que limitée, d'améliorer le facteur de charge globale du réseau. Bien que dans tout service, il y ait une part importante de la charge qui soit sensible à la température, une certaine partie ne l'est pas et, par conséquent, la charge mixte n'est pas optimisée dans le système Hybride I.

Un système de type Hybride I un peu plus perfectionné a été mis au point par EACL et mis à l'essai à Deep River, Ontario. Pour cette expérience, le chauffage électrique dans un certain nombre de maisons a été pourvu d'une minuterie qui en arrête le fonctionnement quelle que soit la température entre 16 h et 18 h, à l'heure de la consommation de pointe demandée au service municipal d'électricité. Le système Hybride I à minuterie, même s'il a grandement amélioré le facteur de charge, n'avait pas tous les avantages du système Hybride II. L'heure de pointe mentionnée plus haut d'Hydro-Québec, un dimanche, qui est habituellement une période hors pointe, montre jusqu'à quel point il est difficile de prédire les heures de pointe.

Néanmoins, le système Hybride I présente des avantages comparativement au système tout à l'électricité. On peut l'installer facilement sur demande du propriétaire. L'installation et les thermostats ne sont pas coûteux et jusqu'à un certain point, il améliore le facteur de puissance du service. En conséquence, il contribue à stabiliser la demande d'électricité et à réduire le coût moyen de l'électricité. Il risque toutefois d'amplifier finalement le problème des heures de pointe, mais à un degré moindre que les systèmes tout à l'électricité, puisqu'il n'existe pas de mécanisme infaillible pour couper le chauffage électrique quand le réseau doit répondre à d'autres demandes. En bref, tous les types de systèmes Hybride I ne sont vraiment qu'un premier pas vers un système beaucoup plus complexe d'utilisation de l'électricité, le système Hybride II.

c) Hybride II : un système de chauffage hybride télécommandé par le service d'électricité

Ce système est supérieur au système Hybride I; il fournit les gros besoins en chauffage d'un bâtiment sans alourdir la demande aux heures de pointe de service. La puissance n'est affectée au chauffage que si elle ne doit pas pourvoir à d'autres besoins. Dans certaines provinces qui ont la combinaison appropriée de centrales, il existe d'importants surplus temporaires d'électricité. Le système Hybride II est télécommandé par le service d'électricité lui-même. Comme le système Hybride I, le système Hybride II a besoin d'une chaudière à mazout (ou autre combustible stockable) comme source de chaleur de complément.

En pratique, le système Hybride II fonctionne comme suit : si la demande générale d'électricité est moindre que la puissance disponible, l'excédent est utilisé pour le chauffage dans les systèmes hybrides. Quand la demande correspond à presque toute la puissance disponible, le service d'électricité débranche progressivement les éléments de chauffage électrique par télécommande afin de continuer à maîtriser la demande. Les éléments peuvent alors être branchés de nouveau par télécommande au fur et à mesure que diminue la demande. Cette technique permet d'utiliser presque toute la puissance disponible au cours des six ou sept mois les plus froids de l'année.

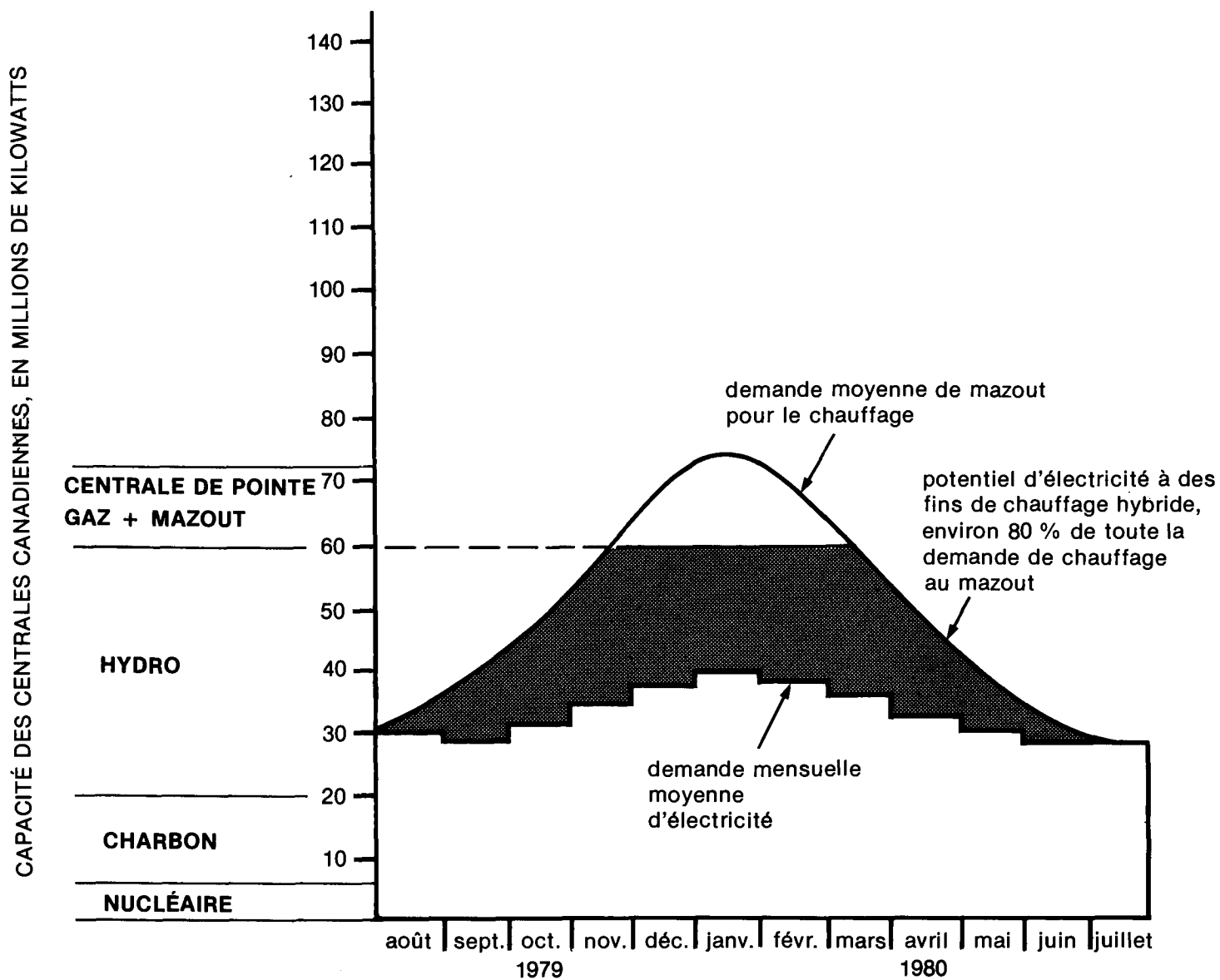
Si l'on compare les surplus reconnus à la demande de chauffage qu'indiquent les courbes de degrés-jours, il aurait été possible, en théorie, pendant la saison de chauffage 1979-1980, de remplacer environ 80 p. 100 du mazout dans les locaux d'habitation canadiens par l'électricité disponible à ce moment-là, si tous les bâtiments chauffés au mazout (résidentiels, commerciaux et industriels) avaient été pourvus d'un système Hybride II. Cette électricité d'appoint aurait remplacé plus des quatre cinquièmes (350 000 barils de pétrole par jour) des importations nettes de pétrole du Canada pendant cette période. Les possibilités du chauffage à l'électricité avec le système Hybride II sont illustrées à la figure 7⁶.

Le système Hybride II dépend de services munis d'un dispositif de délestage télécommandé. Selon sa disponibilité, la puissance est utilisée pour le chauffage des locaux. (C'est la technique qu'utilise la Minnkota Power dans le Minnesota et le Dakota du Nord pour obtenir un remarquable facteur d'utilisation de la puissance de 72 p. 100 pendant la saison de chauffage 1981-1982. C'est aussi la technique qu'utilise Hydro-Québec pour le tarif E de son programme expérimental). Les données existantes⁷ indiquent une économie de près de 96 p. 100 du mazout nécessaire au chauffage dans un bâtiment donné avec le système Hybride II.

La figure 7 illustre les possibilités de gains importants, dans l'efficacité d'utilisation du réseau, si les centrales de base sont exploitées sans arrêt pendant toute la saison de chauffage. La charge délestée pourrait

FIGURE 7

LE SYSTÈME HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT (1979-1980)

LE POTENTIEL ÉLECTRIQUE DANS LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE
AVEC APOPOINT DE MAZOUT SEULEMENT, EN 1979-1980

même servir de réserve, ce qui permettrait d'éliminer la puissance non utilisée, nécessaire actuellement. Le service d'électricité pourrait donc tout simplement télécommander le débranchement de l'électricité d'un certain nombre de systèmes de chauffage pour combler d'autres besoins et les rebrancher quand la demande diminuerait. Une fois le chauffage à l'électricité coupé, la chaudière de complément au mazout fournirait la chaleur nécessaire.

Il serait facile d'implanter immédiatement en Ontario et au Québec le système Hybride II dans tout le secteur résidentiel chauffé au mazout. Il suffirait d'une installation de 7 à 15 kilowatts de puissance de chauffage à l'électricité télécommandée par le service d'électricité⁸, dans les maisons unifamiliales actuellement chauffées au mazout; une telle puissance, même en période de pointe, ne surchargerait pas le réseau existant. Fondé sur le matériel disponible actuellement et celui qui est en voie de planification, l'équipement de chauffage pourrait être offert au propriétaire moyen à un coût initial (installation comprise) de 900 \$ à 1 400 \$ (une telle installation est admissible aux subventions du PCP). L'équipement n'est pas complexe et le volume de production, ainsi que la concurrence, devraient abaisser le prix dans l'avenir. Au printemps et à l'automne, quand la température est relativement douce, les maisons pourraient être chauffées à l'électricité. Pendant presque tout l'hiver, les maisons pourraient être chauffées à l'électricité la plupart du temps, et au mazout quand les centrales doivent fournir de l'électricité pour d'autres usages (par exemple, usages industriels). Pendant les jours les plus froids, on pourrait combiner, au besoin, le chauffage à l'électricité et le chauffage de complément. En tout temps, néanmoins, la disponibilité et l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux dépendraient du volume des autres demandes faites à la capacité de production du service d'électricité.

Une enquête détaillée des manufacturiers canadiens sur l'équipement de chauffage hybride⁹ a révélé que tous les systèmes hybrides manufacturés actuellement au Canada peuvent être adaptés au système Hybride II. À long terme, on pourrait concevoir et mettre en marché des systèmes de chauffage hybride pour de plus grands bâtiments, adaptables au système Hybride II.

d) Le chauffage hybride dans les bâtiments de tous genres

Les calculs de la figure 7 sont fondés sur la conversion des bâtiments de tous genres chauffés au mazout. En effet, si tous les bâtiments chauffés au mazout utilisaient le chauffage hybride électricité-mazout, par voie de conséquence (selon la production d'électricité en 1979), l'électricité compterait pour 80 p. 100 dans le chauffage des locaux, et le chauffage de complément au mazout, pour environ 20 p. 100. Cependant, il est peu probable que tous les propriétaires

désirent installer le chauffage hybride dans leurs bâtiments. Il se peut que dans certains bâtiments, en particulier ceux qui sont destinés à être démolis, une adjonction de ce genre soit trop coûteuse, étant donné le peu de temps d'usage qu'il leur reste. Néanmoins, une telle conversion serait possible dans un grand nombre de bâtiments.

En outre, des essais empiriques ont démontré que n'importe quel bâtiment peut utiliser l'électricité pour plus de 80 p. 100 de l'ensemble de ses besoins dans un système hybride de chauffage. Par conséquent, si certains bâtiments chauffés au mazout n'étaient pas pourvus de systèmes hybrides, la capacité actuelle de production d'électricité pourrait fournir une plus grande proportion du chauffage à l'électricité à ceux qui sont pourvus de systèmes hybrides.

Pour un bâtiment donné, une maison de taille moyenne par exemple, il faudrait un appoint de mazout au système hybride dans trois types de circonstances. Premièrement, le système électrique n'arrive pas à maintenir une température intérieure confortable à cause de la rigueur du froid à l'extérieur. Deuxièmement, le fonctionnement d'appareils ménagers, notamment de la cuisinière ou de la sècheuse, nécessite que l'on diminue l'alimentation de l'élément chauffant électrique afin d'éviter les surcharges possibles. (Il est toutefois bon de noter que l'électricité consommée par ces appareils revient plus tard dans l'environnement sous forme de chaleur). Troisièmement, le confort des habitants du bâtiment peut nécessiter une élévation rapide de la température intérieure qui exige du système de chauffage un apport d'air chaud que l'élément électrique est incapable de fournir (par exemple, lorsqu'on monte le thermostat intérieur d'un bâtiment le matin). Cependant, ces limites n'affectent qu'une petite partie de la charge totale de chaleur, peut-être 500 heures annuellement ou même moins sur un total de 5000 heures pendant la saison de chauffage. En somme, dans une maison donnée, environ 90 p. 100 des besoins de chauffage pourraient être pris en charge par l'élément électrique d'un système hybride. Ces chiffres, cités dans le projet de recherche du MEST, ont été confirmés par des simulations et des essais empiriques effectués par Ontario Hydro et Hydro-Québec¹⁰.

e) Les simulations des charges du chauffage hybride et de la répercussion sur les systèmes globaux de Ontario Hydro et d'Hydro-Québec

Selon les simulations informatisées exécutées spécialement pour le projet du MEST par Ontario Hydro et Hydro-Québec, plus de 96 p. 100 du chauffage nécessaire à une résidence familiale isolée peut être fourni par l'électricité "hors pointe" dans un système Hybride II, et plus de 87 p. 100, dans un système de type Hybride I, en utilisant l'installation existante. On a simulé le chauffage d'un logement représentatif équipé d'un élément de 9 kW ou de 15 kW (selon que l'entrée de ser-

vice était de 60 A ou de 100 A) avec divers modes de contrôle et d'utilisation (pour Hybride I et Hybride II). Ces simulations ont démontré les avantages de puissance qu'on pouvait tirer des systèmes hybrides dans les conditions climatiques de l'Ontario et du Québec, par production hydraulique ou thermique.

Pour vérifier la configuration d'un système Hybride II, Hydro-Québec, dans les conditions climatiques de Montréal, a fait une simulation de charge dans laquelle le chauffe-air électrique d'une maison représentative isolée à charge (mixte) de pointe de 6,6 kW, était fermé par télécommande quand la charge totale du service atteignait 91,65 p. 100 de la puissance du système. Ce niveau a été atteint en coupant le chauffage pendant 100 heures de pointe d'hiver. En utilisant cette formule, environ 95 p. 100 du chauffage total des locaux pouvait être assuré par l'électricité hors pointe, et le reste, 5 p. 100, par le système de chauffage de complément.

Dans une simulation du système Hybride I, Hydro-Québec a expérimenté un élément de 15 kW ayant un maximum mixte de 6,6 kW et commandé par un thermostat extérieur réglé à -15°C . Sur les 100 heures de pointe de l'opération, il y a eu 75 heures de délestage. Tant que le service disposait d'un peu de puissance excédentaire, il n'y avait pas de problème. Quand le thermostat extérieur a été réglé à -12°C , il y a eu 8 heures de délestage sur les 100 heures de pointe. À -15°C , l'électricité a pu fournir 80 p. 100 du chauffage total, et le chauffage de complément, les 20 p. 100 restants. À -12°C , les locaux étaient chauffés à 70 p. 100 à l'électricité et à 30 p. 100 par des combustibles fossiles.

De même, dans une simulation de type Hybride II fondée sur des données de 1977, Ontario Hydro a démontré que si les charges des éléments chauffants étaient de 7 kW (pointe mixte) et qu'il y avait commutation quand la charge totale du système s'élevait à 14 000 MW (environ 80 p. 100 de la demande de pointe enregistrée), 93 p. 100 du chauffage, dans une résidence isolée donnée, pouvait être à l'électricité et, en même temps, il était possible d'éviter toutes les pointes de production, de transmission et de distribution du réseau.

Ontario Hydro a aussi expérimenté un système Hybride I commandé par un thermostat d'intérieur à deux niveaux de température pour les maisons unifamiliales. L'expérience était fondée sur des données empiriques fournies par des éléments chauffants de 5,5 kW conçus à cet effet. On a constaté que les éléments chauffants avaient une pointe mixte de 4,6 kW; cependant, comme les commandes relativement simples du système Hybride I ne permettent pas de couper automatiquement l'élément chauffant pendant les heures de pointe du service ou du réseau, ce n'est pas l'approche la plus efficace. À court terme, ce n'est pas un problème crucial et il ne le deviendra pas tant que le service aura un excédent de puissance de production, de transmission et de distribution, ce qui est le cas actuellement en

Ontario. Les expériences de Ontario Hydro ont permis de remplacer 87 p. 100 du mazout.

Toutes ces simulations et expériences ont prouvé que des éléments chauffants relativement peu puissants dans diverses combinaisons de commande des systèmes permettent d'économiser tellement de mazout qu'il suffirait de remplir le réservoir une fois par année, ce qui pourrait être fait à n'importe quel temps de l'année, évitant aux raffineries de pétrole et aux distributeurs les inconvénients des périodes de pointe hivernales.

f) Le système Hybride II en pratique : Minnkota Power et la période de pointe du samedi 9 janvier 1982.

Un des services d'électricité américains, la Minnkota Power, qui répond aux besoins de certaines parties du Minnesota et du Dakota du Nord, exploite un système bi-énergie du type Hybride II depuis 1977¹¹. Même si le service n'a pas l'envergure d'Hydro-Québec ou de Ontario Hydro, cette petite expérience locale est intéressante et représentative de ce que des systèmes hybrides pourraient signifier à grande échelle.

La Minnkota Power est un réseau rural coopératif servant 70 000 clients sur une superficie de 35 000 milles carrés dans le nord des États-Unis. Elle dispose d'une puissance totale d'environ 400 MW avec un maximum de charge de pointe acceptable de 380 MW. La Minnkota Power a installé des "commandes à ondulation résiduelle" sur ses charges susceptibles d'interruption, pour répondre aux signaux du service lui-même, lui permettant ainsi de commander ses charges. Au début de 1982, quelque 7 000 systèmes de chauffage hybride avaient déjà été installés et 5 000 autres charges commandées de types divers étaient en fonction. Par conséquent, il y a donc dans l'aire de service de la Minnkota 12 000 "commandes à ondulation résiduelle".

La Minnkota Power dispose au total d'une charge branchée et susceptible d'interruption de 248 MW, ce qui donne une pointe mixte de 148 MW en pratique. En conséquence, jusqu'à 100 MW peuvent être délestés au besoin. De ce total, 80 MW sont utilisées pour les systèmes bi-énergie (chauffage hybride).

Le plan de 1981-1982 de gestion de la charge consistait à établir une charge cible de réseau de 380 MW et à voir à ce que la charge se maintienne à ce niveau ou au-dessous pendant la saison hivernale. Ce niveau ne pourrait être excédé que lorsque toute la charge susceptible d'interruption serait délestée; tout nouveau seuil de pointe ne comprendrait que des charges non susceptibles d'interruption.

Le samedi 9 janvier 1982, la Minnkota a établi la pointe hivernale pendant les heures finissant à 18 h et à 19 h à un moment où il y avait un refroidissement éolien qui donnait une température équivalente à -70°C . Pendant

ces heures, on a délesté tout ce qui était possible (100 MW) et la cible de 380 MW a été maintenue.

Le facteur de charge, ce samedi, a été de 98,8 p. 100 et la charge a été maintenue pendant 18 heures. La gestion de la charge s'est poursuivie le dimanche et s'est maintenue pendant plus de 42 heures. Au cours de cette période, des charges variées ont été délestées à toutes les heures afin de maintenir la charge cible de 380 MW.

Pendant la période de 24 heures commençant à 6 h le samedi, on a atteint un facteur de charge de 99,5 p. 100 et l'on a délesté 1268 MWh pendant cette période (la moyenne délestée à l'heure était de 53 MW). Sans le délestage à la pointe, la pointe incontrôlable aurait été d'environ 490 MW (380 MW réels plus 100 MW interruptibles et 10 MW de perte sur la charge interruptible).

Pendant la période de sept jours commençant le 5 janvier et finissant le 11 janvier, le facteur de charge du réseau Minnkota s'est élevé à 97 p. 100. Pendant cette semaine, la charge a été gérée 112 heures durant et les systèmes de chauffage bi-énergie ont fonctionné au mazout pendant 68 heures en moyenne. Pendant la même période, les systèmes de chauffage bi-énergie ont consommé environ 79 000 gallons de mazout. Des 1 268 MWh d'énergie délestés, 1 223 MWh (97 p. 100) étaient pour le chauffage bi-énergie et 45 MWh (3 p. 100) pour les autres usages comme le chauffage de l'eau et le chauffage des entrepôts.

Au cours de la saison de chauffage 1981-1982, la chaudière de complément au mazout, dans les 7 000 systèmes de chauffage bi-énergie a fonctionné en moyenne pendant 145 heures. Dans l'ensemble, ces chaudières ont consommé de 3 600 à 5 000 gallons de mazout l'heure (en fonction des vents prédominants et des températures). La consommation totale de mazout au cours de la saison 1981-1982 a été estimée à 725 000 gallons ou une moyenne de 100 gallons par installation bi-énergie. Cependant, le total des économies de mazout par installation pour cette saison-là a été évalué à près de 1 200 gallons, ce qui constitue une économie possible totale de 8,25 millions de gallons de mazout pendant l'hiver. Le chauffage des locaux a donc été assuré à 93 p. 100 par l'électricité et à 7 p. 100 par des combustibles fossiles.

L'expérience de la Minnkota Power est remarquable à plusieurs points de vue. Comme dans l'expérience d'Hydro-Québec mentionnée précédemment, la demande de pointe s'est produite pendant la fin de semaine, le samedi en l'occurrence; la période de pointe était due au chauffage des locaux. Pourtant, la Minnkota Power n'a jamais excédé la charge acceptable et a fonctionné avec des facteurs de charge beaucoup plus élevés que la normale. Le plus important, c'est que l'expérience de la Minnkota Power démontre la faisabilité technique des systèmes hybrides. Du point de vue économique, on peut relever que la Minnkota Power offre à ses clients les taux d'électricité les plus bas de tous les États-Unis.

NOTES DU CHAPITRE TROIS

1. On parle parfois du système "bi-combustibles" ou "bi-énergie". Dans le présent rapport, l'expression "chauffage hybride" est employée pour tous les systèmes de chauffage des locaux d'habitation où l'on utilise l'électricité la plupart du temps et un autre combustible stockable à certaines périodes. Des exemples des moyens de chauffage à l'électricité dans les systèmes hybrides comprennent le chauffe-air d'adjonction et la pompe à chaleur.

2. *Ressources en électricité*

a) *Hydro* : En plus de la baie James, le Québec et le Labrador ont un potentiel supplémentaire d'environ 18 millions de kilowatts à des coûts comparables à ceux du nucléaire. De plus, il existe une capacité supplémentaire de 20 millions de kilowatts à un coût plus élevé dans de petits emplacements au Québec, bien qu'il puisse y avoir des limites de facteur d'utilisation de la puissance sur leur usage possible. En outre, la partie ouest du pays (par exemple, la Colombie-Britannique) a un potentiel comparable. Le potentiel économique dans les autres

régions est moins important, sauf au Manitoba. Ainsi, on pourrait ultimement exploiter un total de 40 millions de kilowatts à des coûts comparables à ceux du nucléaire et peut-être 30 millions de kilowatts supplémentaires à un coût légèrement plus élevé. Cela est supérieur à la capacité hydro-électrique installée à plus de 100 millions de kW (y compris les centrales actuellement en construction). Cela dépasse le total des centrales de tous les genres au Canada en 1982.

b) *Nucléaire* : Les réserves mesurées et indiquées d'uranium sont de 190 000 tonnes tandis que les réserves probables supplémentaires sont de 320 000 tonnes. Les premières produiraient 10 300 milliards de kWh, et les dernières, 17 300 milliards dans les réacteurs CANDU à une combustion de 0,8 p. 100 (7 500 mégawatts-jours thermiques par tonne et une efficacité de 30 p. 100. (Pour l'uranium canadien, voir : *Évaluation de 1977 de l'offre et de la demande sur le marché canadien de l'uranium*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa,

1978). La somme de ces deux quantités est théoriquement égale à 100 années d'approvisionnement en électricité au taux de 1975 de la production totale du Canada. Les réserves ultimes du Canada sont peut-être encore plus grandes que cette somme. Le surrégénérateur au thorium, qui pourrait être mis au point d'ici l'an 2000 ou peu de temps après, prolongerait grandement ces ressources. (Les réserves mondiales d'uranium sont estimées à environ 5 fois les réserves du Canada).

- c) *Charbon* : Les ressources en charbon dans l'ouest du Canada sont d'environ 230 milliards de tonnes. Si on pouvait extraire le quart de ces réserves, elles pourraient produire 110 000 milliards de kWh d'électricité. Cette quantité est en théorie égale à environ 400 années d'approvisionnement en électricité au taux de 1975 de la production totale du Canada.
3. On reconnaît que l'équipement utilisé et les procédures d'installation suivies doivent satisfaire aux normes de sécurité. Si, par exemple, l'entrée électrique ne suffit pas pour la charge supplémentaire provenant de l'utilisation du chauffe-air d'adjonction, elle doit être portée au niveau approprié, sinon il y aurait danger d'incendie. Il faut en outre prendre des précautions pour voir à ce que la neige et la glace ne s'accumulent pas au sommet de la cheminée, ce qui empêcherait l'échappement de la fumée et des gaz de combustion, sans quoi il y aurait danger grave pour la santé. L'usage généralisé du chauffage hybride au mazout et à l'électricité dans la zone de service de la Minnkota Power Cooperative a prouvé que ces problèmes peuvent être résolus efficacement.
 4. Le "degré-jour" est l'indice de la différence entre une température intérieure confortable et le climat extérieur. Précisément, un degré-jour signifierait 1 degré Celsius au-dessous d'une température donnée confortable, pendant 24 heures. Dans le cas présent, la température confortable donnée est de 18°C (65°F). Au-dessous de cette température, il faudrait plus de chauffage à l'intérieur du bâtiment.
 5. En réalité, l'élément lui-même pourrait fort bien posséder une unité de puissance plus élevée que 5-8 kW. Une entrée de service de 60 A pourrait convenir à une unité de 9 kW, et une entrée de 100 A, à une unité de 15 kW. Cependant, ces valeurs de "pointe instantanée" ne sont pas des valeurs raisonnables de "pointe mixte". En termes simples, toute pièce donnée d'un équipement de chauffage électrique est présumée ne fonctionner que la moitié du temps. Il est important de se rappeler que, comme nous l'avons dit dans un renvoi précédent, dans une maison chauffée entièrement à l'électricité, même si la "pointe mixte" est de 10 kW, la "pointe instantanée" sera beaucoup plus considérable, c'est-à-dire de 20 kW. C'est pourquoi le système typique de plinthes chauffantes de 20 à 25 kW à une puissance de 20 à 25 kW et ce niveau de puissance exige en retour une entrée de 200 A.
 6. Les économies de pétrole sont calculées ainsi : le total de la demande de chauffage au mazout en 1979 au Canada, illustré à la figure 1, est distribué dans le temps selon la modulation de la courbe des degrés-jours pour Ottawa qui sert à représenter l'ensemble du Canada). La demande d'énergie pour le chauffage des locaux est exprimée en kilowatts hypothétiques produits par la centrale de production, compte tenu des pertes de chaleur dans la chaudière et pendant la transmission et la distribution. Si l'on traduit la pétro-énergie en électro-énergie, en 1979, on présume que l'efficacité d'une chaudière est de 55 p.100, et les pertes de transmission et de distribution sont de 10 p. 100. La figure 7 illustre la puissance installée au Canada pour l'année 1979-1980. On présume que la puissance installée au 31 décembre 1979 est demeurée constante entre le mois d'août 1979 et le mois de juillet 1980. Toute la capacité qui n'est pas utilisée pour d'autres besoins, à un moment ou l'autre, est affectée au chauffage des locaux. Toute la puissance disponible est utilisée, y compris la réserve. Dans les calculs de chauffage hybride, les centrales d'appoint au mazout et au gaz ne sont pas incluses, parce que leur exploitation continue n'est pas économique.
 7. D'après des simulations informatisées d'Hydro-Québec, confirmées par des essais empiriques réels faits par la Minnkota Power Cooperative dans le nord des États-Unis.
 8. Un élément chauffant d'une puissance nominale de 7 à 15 kW supposerait une pointe mixte de 4-8 kW.
 9. Clark, Thomas E. *The Hybrid Electric Heating Industry in Canada*, rapport rédigé par le MEST.
 10. Hydro-Québec, *Rapport pour le ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie : Chauffage bi-énergie dans le secteur résidentiel*, Montréal, 1982.
 11. La Minnkota Power utilise l'expression "bi-énergie" plutôt que "chauffage hybride".

CHAPITRE QUATRE : LES AVANTAGES ÉCONOMIQUES ET TECHNIQUES DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE POUR LE CANADA

Si les systèmes de chauffage hybride étaient adoptés de façon généralisée et si l'on pouvait utiliser presque toute la puissance que les centrales électriques existantes peuvent fournir, le Canada en retirerait des avantages considérables. Ces avantages contribueraient à accroître la sécurité et l'autosuffisance énergétique du pays, à augmenter le rendement du capital énergétique et à étendre le marché offert à la technologie électrique et à la nouvelle technologie du Canada. À long terme, les systèmes de chauffage hybride pourraient contribuer à réduire le prix réel de l'électricité pour les consommateurs et les entreprises et favoriseraient le remplacement graduel des centrales intermédiaires et d'appoint (qu'il est plus coûteux de faire fonctionner) par des centrales de charge minimale.

a) La contribution à la sécurité de l'offre d'énergie et à l'autosuffisance énergétique

Si, dans tous les bâtiments du Canada actuellement chauffés au mazout, on installait le chauffage hybride à l'électricité et au mazout et si l'on utilisait la puissance des centrales de 1979, on pourrait remplacer 80 p. 100 du mazout par un système Hybride de type II. Selon la figure 1, cela représente annuellement 636 000 térajoules d'énergie secondaire ou l'équivalent d'environ 350 000 barils de pétrole brut par jour, soit à peu près nos importations nettes de pétrole en 1979 de 400 000 barils par jour. En d'autres termes, en utilisant, dans les systèmes de chauffage hybride, les centrales électriques existantes et les systèmes de transport et de distribution, on pourrait permettre au Canada d'atteindre l'autosuffisance dans le domaine des combustibles de chauffage.

Pour montrer jusqu'à quel point le chauffage hybride peut réduire la dépendance à l'endroit du pétrole importé, on présente, aux figures 8 et 9 respectivement, la contribution hypothétique d'un tel système au Québec et en Ontario en 1979. Les données démontrent que le surplus d'électricité produite servant au chauffage hybride aurait représenté 70 p. 100 du chauffage des locaux assuré par le mazout au Québec, en 1979, et 90 p. 100, en Ontario.

Dans le cadre du projet du MEST, on a calculé, pour chaque province, un supplément de l'offre et de la demande énergétiques secondaires et les figures 10 et 11 renferment des données pour le Québec et l'Ontario. Au Québec, on constate que le mazout servant au chauffage en 1979 correspondait à 295 000 térajoules. Si la composante électrique des systèmes hybrides avait fourni 70 p. 100 de cette quantité, elle aurait contribué 207 000 térajoules. En Ontario, sur 241 000 térajoules, on obtient 217 000 térajoules en supposant que 90 p. 100 des besoins en chauffage provenaient de l'électricité des systèmes hybrides.

Dans l'ensemble, en 1979, la réduction totale de l'utilisation du pétrole aurait été de l'ordre de 424 000 térajoules. De plus, on a démontré¹ que le chauffage hybride réduit la consommation de mazout, non seulement en le remplaçant, mais en améliorant l'efficacité de la chaudière au mazout lorsqu'on fait appel à elle. Parce qu'elle ne fonctionne que lorsqu'il fait très froid, la chaudière est amorcée moins souvent et son efficacité saisonnière s'en trouve améliorée. Ce gain correspond à un supplément de 5 p. 100 des combustibles fossiles utilisés (21 000 térajoules supplémentaires), soit, dans l'ensemble, 445 000 térajoules en Ontario et au Québec seulement (83 p. 100 du chauffage des locaux assuré par le mazout dans les deux provinces²).

En fait, une quantité équivalente à tout le pétrole servant au chauffage en Ontario et au Québec doit être importée de l'étranger, tandis que l'électricité dans ces provinces est surtout produite grâce à des ressources canadiennes³. D'après ces chiffres, une stratégie de chauffage hybride permettrait au Canada d'éviter d'avoir à importer environ 120 000 barils de pétrole brut par jour au Québec et 130 000 barils par jour en Ontario, soit 250 000 barils par jour sur une base annuelle.

b) Les répercussions sur les marchés de capitaux

L'adoption généralisée du chauffage hybride ne serait pas préjudiciable pour les marchés de capitaux canadiens et réduirait la pression qui s'exerce sur les taux d'intérêt. Il s'agit d'un de ses plus importants avantages.

Ce système permet de vendre plus d'électricité en utilisant les installations existantes de production, de transport et de distribution et les frais que doivent déboursier les services d'électricité pour fournir la puissance hors pointe au moyen des installations existantes sont extrêmement faibles. Ils n'exigent ni l'un ni l'autre un recours aux marchés de capitaux, ni la construction de nouvelles centrales. En d'autres termes, parce que le système hybride permet d'éviter que la demande de pointe coïncide avec d'autres demandes, on peut retarder de plusieurs années la construction de nouvelles centrales électriques et de nouvelles lignes de transport et de distribution servant uniquement au chauffage (et le besoin concomitant d'emprunter sur les marchés des capitaux). Dans le cas des systèmes Hybride II, les services d'électricité auraient à engager des dépenses de capital pour l'installation de l'équipement approprié de télécommande. Cependant, cet équipement est beaucoup moins cher que la construction de nouvelles centrales et que l'amélioration des équipements de transport et de distribution permettant de répondre aux besoins d'un marché accru du chauffage.

FIGURE 8

POTENTIEL DU SYSTÈME DE CHAUFFAGE HYBRIDE AU MAZOUT ET À L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 1979-1980

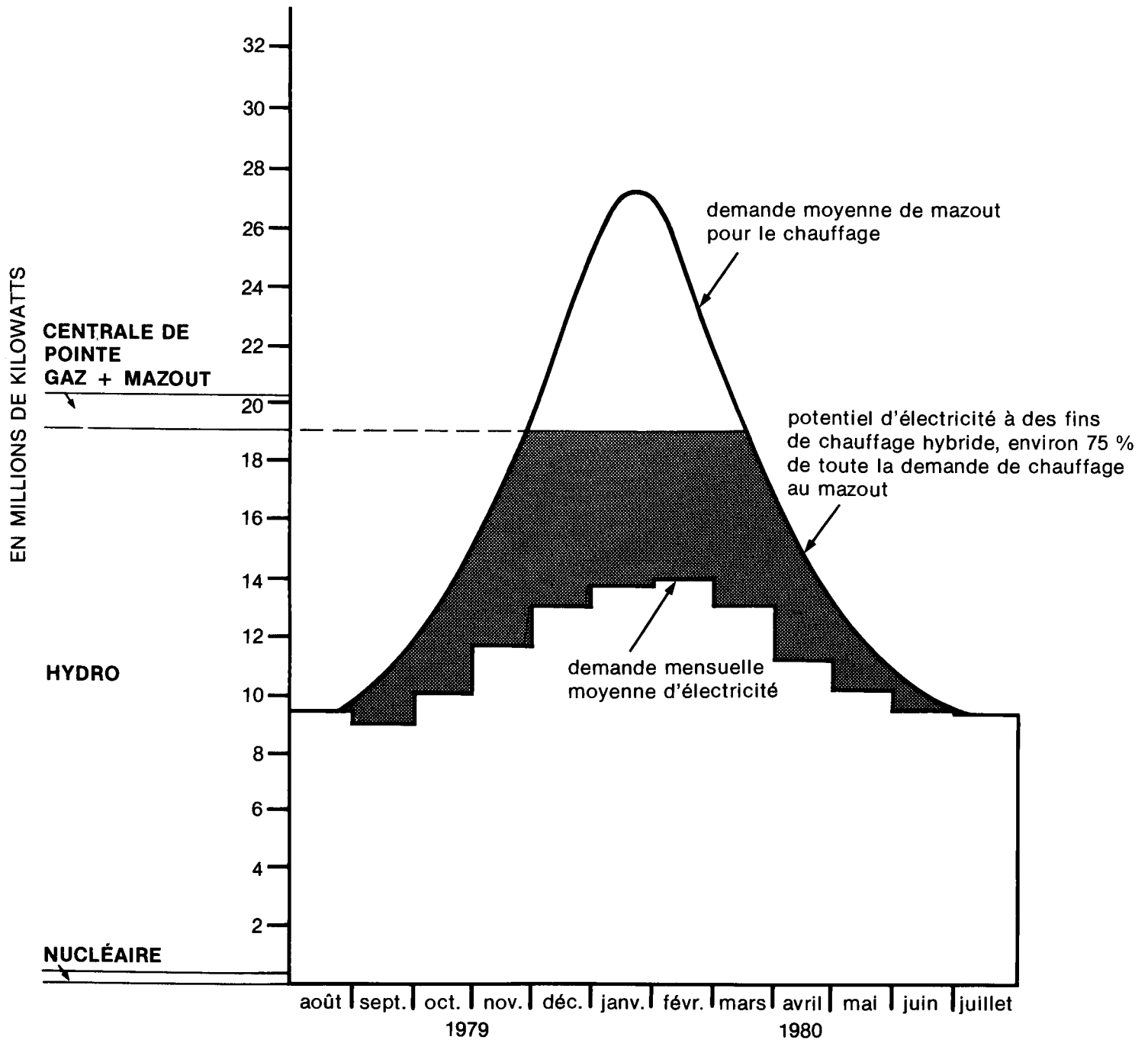


FIGURE 9

POTENTIEL DU SYSTÈME DE CHAUFFAGE HYBRIDE AU MAZOUT ET À
L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO, 1979-1980

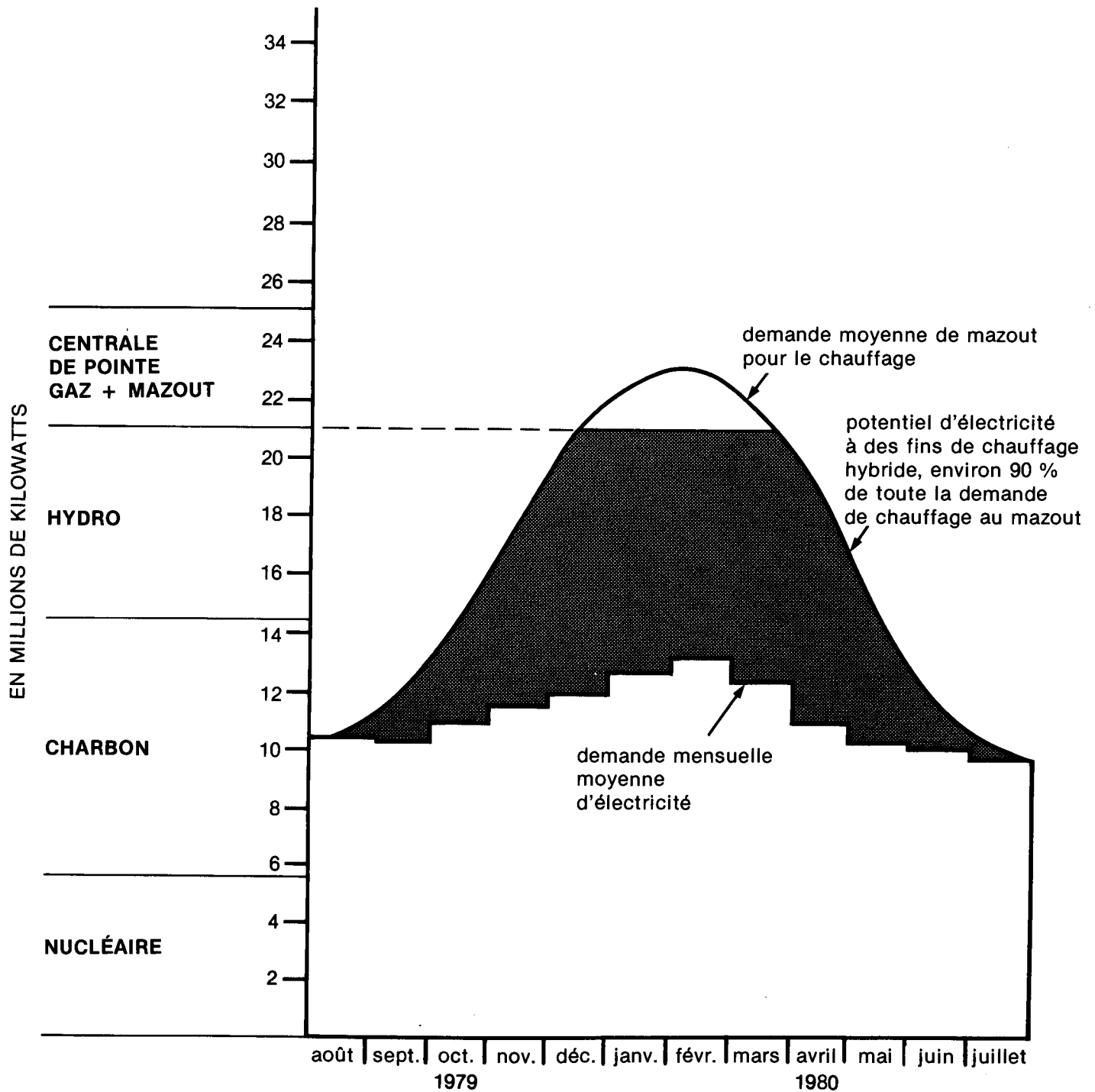
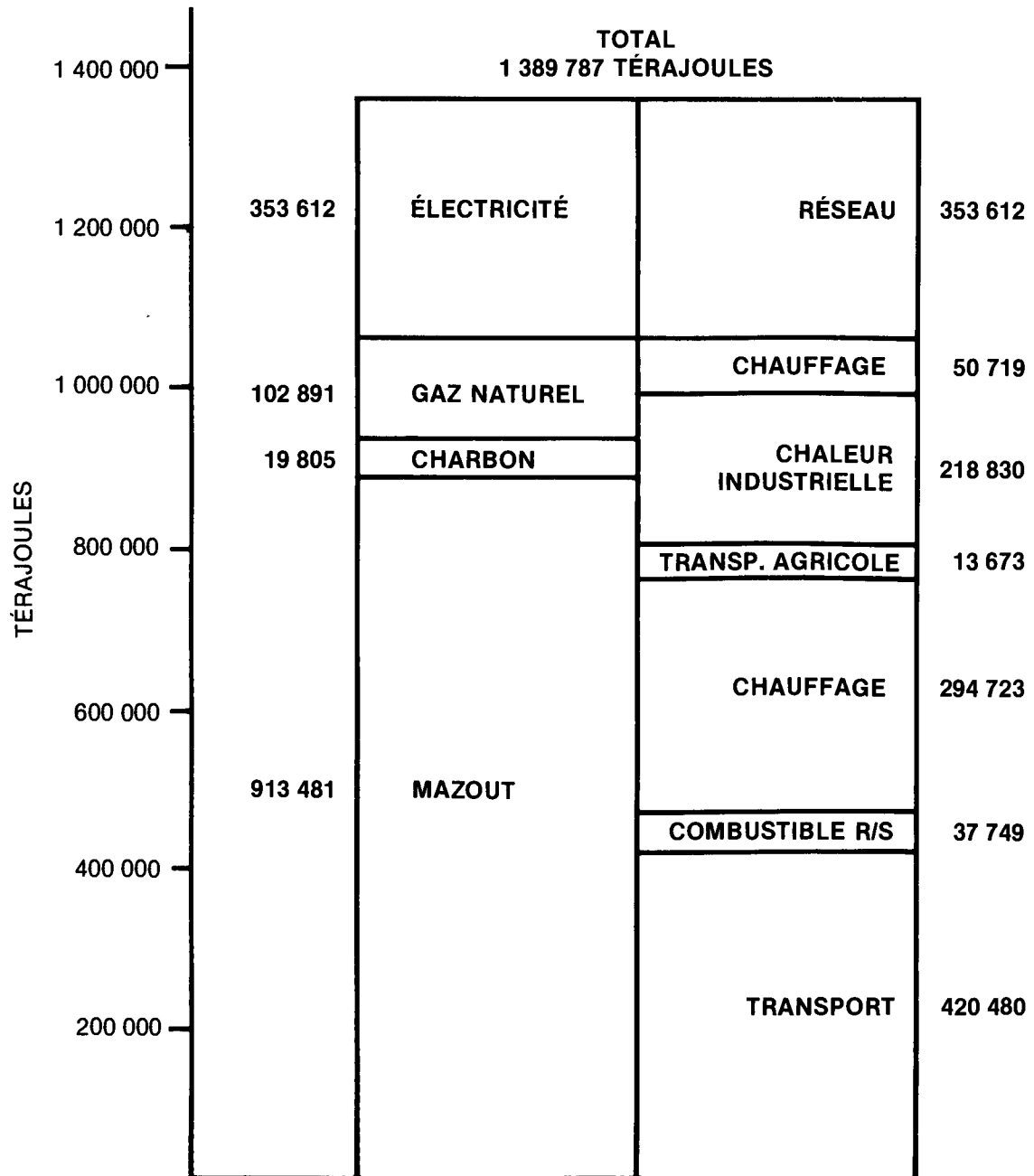


FIGURE 10

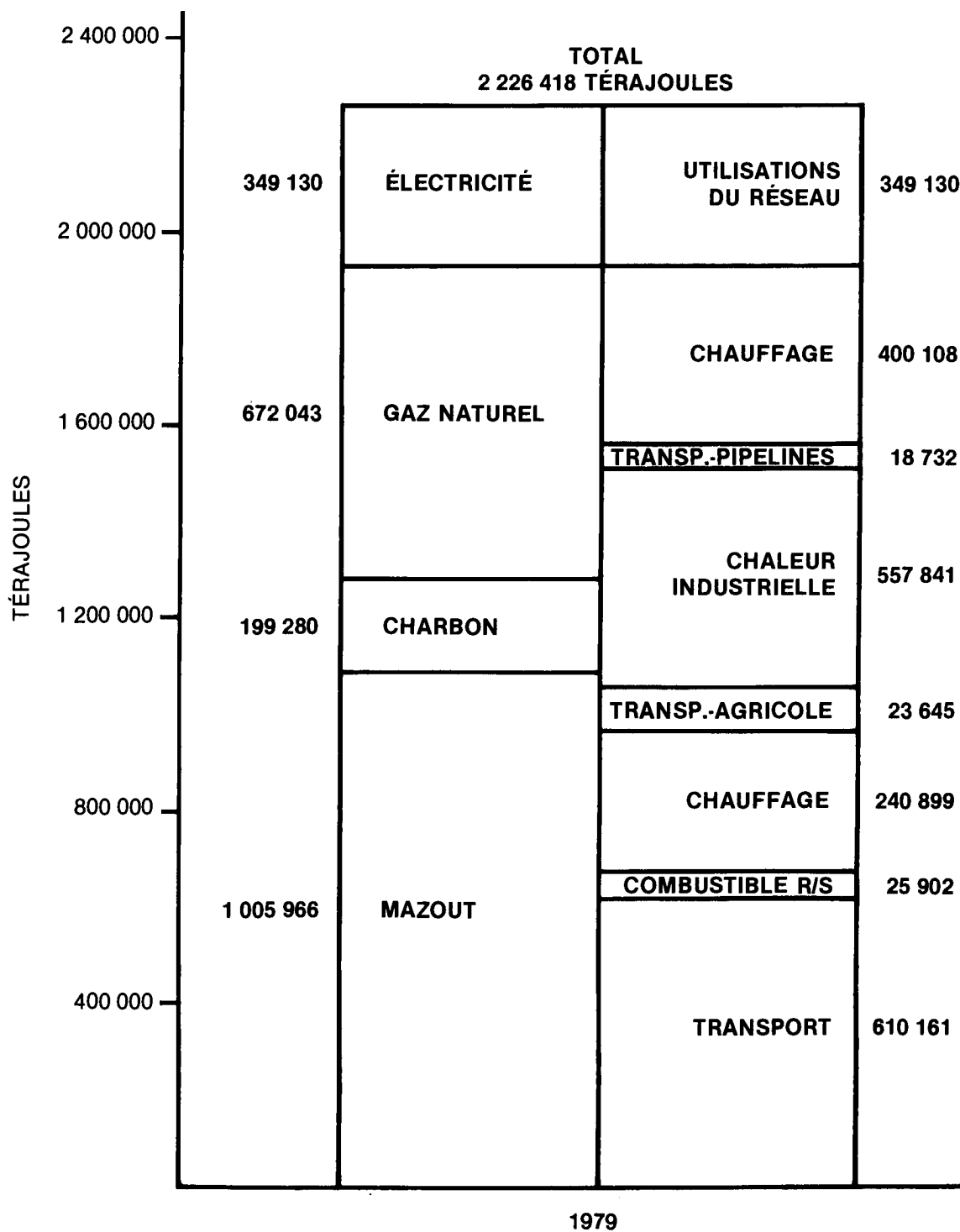
**ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 1979**



1979

FIGURE 11

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 1979



Pour illustrer les montants dont il s'agit, comparons le coût d'immobilisation d'une centrale de production et de l'équipement de transport et de distribution pour le chauffage tout à l'électricité et le coût d'immobilisation de l'équipement de télécommande pour une installation de type Hybride II. À l'heure actuelle, la construction d'une centrale électrique équivaut à une dépense de 1 000 \$ par kilowatt, et une résidence moyenne chauffée tout à l'électricité exige 10 kW aux périodes de pointe pour le seul chauffage des locaux. Les services d'électricité devraient investir 10 000 \$ dans une centrale pour chaque maison moyenne. Ce montant serait doublé par les coûts d'immobilisation de l'équipement de transport et de distribution, soit un investissement global de 20 000 \$ pour chaque maison moyenne. Par contre, selon les calculs d'Hydro-Québec, le coût total de l'équipement de télécommande pour faire fonctionner un système Hybride I serait de l'ordre de 682 \$ à 1 264 \$ par maison, compte tenu des particularités et de la conception de l'équipement⁴. Ces calculs englobent les coûts de l'équipement pour émettre et transmettre les signaux d'une source centrale et pour les recevoir et y répondre convenablement dans la résidence du consommateur.

Cependant, dans le cas d'un système Hybride I, les services d'électricité n'auraient pas à tenir compte des coûts du système de commande. Cependant, c'est un système moins efficace qui n'élimine pas automatiquement la simultanéité de la pointe de demande. Cela serait cependant sans importance si les services d'électricité avaient un surplus de centrales et des installations adéquates de transport et de distribution.

En somme, les investissements requis des services d'électricité pour mettre en oeuvre le chauffage hybride sont, au plus, 10 p. 100 de l'investissement nécessaire au système de chauffage tout à l'électricité. Les répercussions sur les marchés de capitaux sont du même ordre.

Le gaz naturel exige un investissement considérable dans l'infrastructure des pipelines avant qu'il puisse efficacement remplacer le pétrole. Selon les calculs de Consumers Gas, il faut investir environ 1 400 \$ par résidence dans les régions déjà construites. Dans les zones de constructions nouvelles, l'investissement est estimé à environ 800 \$ par client. À ces coûts d'investissement des services locaux de gaz, il faut ajouter les coûts de l'extension à travers l'est du Canada du pipeline trans-canadien (par exemple le pipeline TQM), ou de tout nouvel embranchement latéral. Le financement d'une telle infrastructure serait très exigeant pour les marchés de capitaux; on a même parlé d'une somme d'un milliard de dollars et plus pour le pipeline TQM.

Ces chiffres démontrent clairement qu'une utilisation très efficace des installations d'électricité existantes, dans les systèmes de chauffage hybride, aurait très peu de répercussions sur les marchés en capitaux tant à long terme qu'à court terme.

c) Les avantages techniques pour les services d'électricité

Les services d'électricité retireraient des avantages appréciables de l'adoption du chauffage hybride. Premièrement, les services d'électricité pourraient produire et distribuer beaucoup plus d'énergie avec les mêmes installations de production, de transport et de distribution (en accroissant les facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance). Si la demande était constante, aux centrales électriques, tout au long de la saison de chauffage par suite de l'adoption de systèmes hybrides dans les maisons actuellement chauffées au mazout, cette demande pourrait facilement accroître le facteur annuel d'utilisation de la charge de l'ensemble des centrales électriques du pays qui pourrait passer de sa valeur actuelle de 65 p. 100 à 85 p. 100, tandis que le facteur d'utilisation de la puissance pourrait passer de 46 p. 100 à 75 p. 100. La plus grande partie de la charge serait ainsi divisée entre la charge "minimale" à laquelle s'ajouterait une petite partie de la charge "intermédiaire" et il n'y aurait aucune charge "d'appoint". Pour répondre à une telle charge, la centrale la plus avantageuse serait celle qui présente des possibilités de production continue et dont le coût d'alimentation en combustible est peu élevé. Le réacteur nucléaire (CANDU) qui peut produire pendant 85 p. 100 de l'année et dont les coûts de combustible sont très bas, est tout indiqué. Les centrales hydro-électriques dont les réservoirs⁵ peuvent être remplis à l'année (par exemple, la baie James) seraient également excellentes. Les centrales alimentées au charbon pourraient aussi être utilisées.

Du point de vue des services d'électricité, l'effet global de l'adoption du chauffage hybride, en particulier du type II, serait d'égaliser la charge de septembre à juin, laquelle diminuerait pendant l'été, ce qui permettrait d'effectuer des travaux d'entretien. En raison de l'équilibre de la charge résultant de la complémentarité de son utilisation pour les fins du chauffage et pour d'autres fins et de la possibilité d'utiliser les réserves à des fins utiles, le facteur global annuel d'utilisation de la puissance serait au moins 50 p. 100 plus élevé; c'est-à-dire que l'utilisation finale pratique serait 50 fois plus élevée pour une puissance donnée. Le coût unitaire de l'électricité en serait grandement réduit. En utilisant un compteur distinct pour les périodes hors pointe avec un système Hybride de type I ou de type II, ces économies pourraient être transmises aux consommateurs sous la forme de tarifs beaucoup plus avantageux (ces possibilités sont examinées ci-dessous).

Le chauffage Hybride de type II peut aussi servir à absorber les erreurs de calcul de la puissance électrique sans que les parties intéressées subissent des inconvénients graves. Le chauffage des locaux dans un tel système constitue un marché tampon. Si une qualité suffisante de la puissance de production, de transport et de distribution d'électricité a été allouée au chauffage hybride, lorsque l'énergie électrique, nécessaire ailleurs, est retirée pour être réaffectée à des usages autres que

le chauffage, le système de chauffage de complément peut servir d'assurance et entrer immédiatement en service. En permettant une plus grande marge d'erreur dans la prévision de la demande, le système Hybride de type II fournit donc une méthode d'auto-régulation.

Le système hybride améliorera aussi vraisemblablement la fiabilité des services d'électricité. Outre les coûts, l'adoption générale du chauffage tout à l'électricité entraînerait un autre problème. Bien que le risque de panne existe dans n'importe quel système, l'adoption généralisée du chauffage tout à l'électricité augmenterait ce risque aux pires moments de l'année, c'est-à-dire par temps très froid. Si une panne survenait dans une grande partie du territoire dans de telles conditions et si elle devait durer pendant une longue période, il n'en résulterait pas seulement des dangers pour la vie, la santé et la propreté, mais aussi de graves problèmes pour rétablir les services. Le réseau ne devrait pas seulement fournir la puissance nécessaire à une demande maximale pour le chauffage, mais aussi la puissance supplémentaire pour que les températures anormalement basses des bâtiments reviennent à leur niveau normal. Les réserves pourraient ne pas être suffisantes pour fournir cette énergie supplémentaire et, si le courant devait être rétabli dans tout le réseau, la surcharge pourrait entraîner une autre panne générale⁶. Pour prévenir ce risque, le courant devrait être rétabli secteur par secteur. Même dans ce cas, le risque de surcharge de l'équipement local persisterait et ne pourrait être éliminé qu'en installant une puissance supplémentaire lors de la construction des installations locales de distribution. De toute manière, le rétablissement complet du courant serait lent, et il pourrait en résulter de graves dommages à la propriété et des risques considérables pour les consommateurs. Le système Hybride II peut fournir une protection contre ces dangers. La possibilité de couper le chauffage dans une grande région géographique au moyen de télécommande constituerait la réserve du système. Même si le chauffage était coupé, il y aurait suffisamment de courant pour l'allumage des chaudières à combustible fossile et pour faire fonctionner d'autres appareils essentiels.

d) Les avantages économiques pour les services d'électricité

Les répercussions économiques des systèmes hybrides sont considérables. Seule une petite marge bénéficiaire provenant de la vente d'électricité pour le chauffage pendant les heures creuses suffirait pour récupérer le coût marginal du fonctionnement des centrales de charge minimale et des centrales intermédiaires pendant ces périodes.

Le coût théorique marginal de l'électricité pour le chauffage dans les systèmes hybrides sur la période de douze mois comprenant l'hiver 1979-1980, peut servir d'illustration. Au cours de cette période, les entreprises canadiennes de services publics ont produit 292 milliards

de kWh et le facteur d'utilisation de la puissance était de 46 p. 100. Selon la figure 7, il est possible de calculer que, théoriquement, ils auraient pu produire 437 milliards de kWh de puissance utile. Les 145 milliards supplémentaires auraient donc pu être utilisés dans les systèmes de chauffage hybride des immeubles actuellement chauffés au mazout et, le cas échéant, le facteur d'utilisation de la puissance aurait été de 69 p. 100.

Bien que des données détaillées des coûts de tous les services d'électricité canadiens ne soient pas disponibles, la figure 12 présente des comparaisons hypothétiques, mais représentatives, des coûts de 1979-1980.

Premièrement, nous avons essayé, dans le modèle de demande A, d'évaluer les frais fixes d'immobilisation des services publics pour 1979-1980 en allouant un amortissement de 35 p. 100 au coût de remplacement. Ensuite, nous avons tenté, dans le modèle de demande B, d'évaluer le coût hypothétique d'une quantité accrue d'électricité produite par la même centrale ayant un facteur de puissance plus élevé. Du total des 6044 kWh par année théoriquement produits par chaque kilowatt d'unité de production, la plupart proviennent de la centrale intermédiaire (charbon). C'est la solution à court terme la plus plausible qui se présenterait aux services publics pour répondre à la demande accrue découlant de l'adoption du chauffage hybride : ils augmenteraient la production des centrales intermédiaires ou utiliseraient le surplus de la centrale de charge minimale (s'il y en avait).

Considérant les données de la figure 12, le coût moyen par kWh, pour répondre à la demande réelle (modèle de demande A), en 1979-1980, aurait été de 4,15 c. le kWh (en dollars de 1980). Par ailleurs, si la même centrale avait produit l'électricité supplémentaire pour répondre au modèle de demande B pour le chauffage hybride, les coûts unitaires moyens auraient été réduits à 3,5 c. le kWh (en dollars de 1980).

Pour répondre à la demande du modèle A (la demande de 1979-1980), il en coûterait 12,12 milliards de dollars pour l'année (292 milliards de kWh à 4,15 c. le kWh). Pour répondre à la demande du modèle B, il en coûterait 15,3 milliards de dollars (437 milliards de kWh à 3,50 c. le kWh). Les 145 milliards de kWh supplémentaires pour les systèmes hybrides coûteraient 3,18 milliards de dollars de plus, soit seulement 2,19 c. le kWh, donc moins que la moyenne.

Bien que les chiffres du modèle de demande B ne soient qu'une représentation hypothétique des coûts des services d'électricité en 1979-1980, au cours de sa participation au projet du MEST, Ontario Hydro a évalué approximativement à 2,1 c. le kWh le coût du combustible nécessaire au fonctionnement des centrales alimentées au charbon pendant les heures creuses. Ce chiffre laisse supposer que le coût de l'électricité fournie par les centrales existantes pour les systèmes hybrides pendant les heures creuses serait comparable à celui des modèles établis par le MEST.

FIGURE 12

CHAUFFAGE HYBRIDE EN 1979-1980: UNE COMPARAISON REPRÉSENTATIVE DES COÛTS*

Coûts du modèle de demande A: la consommation réelle de 1979-1980

- I. COÛTS D'IMMOBILISATION PAR KILOWATT PONDÉRÉ D'UNE CENTRALE PARTIELLEMENT AMORTIE, (35 %)
- 55 % 429,00 \$ — Élément de la charge minimale (nucléaire, hydro)
- 35 % 107,25 \$ — élément intermédiaire (charbon, hydro)

10 % 19,50 \$ — élément de pointe (turbines)

555,75 \$ TOTAL

- II. COÛTS D'IMMOBILISATION DU TRANSPORT ET DE LA DISTRIBUTION

650 \$

TOTAL DES COÛTS D'IMMOBILISATION:
1 205,75 \$

III.

- a) ESTIMATION DES COÛTS RÉELS ANNUELS D'UTILISATION DU CAPITAL (10 %)

120,57 \$

D'après un facteur d'utilisation (données réelles pour 1979-1980), de la puissance de 46 %, le coût est amorti par 4030 kWh
= 3,0 c. le kWh

- b) COMBUSTIBLE-COÛTS DE FONCTIONNEMENT (kWh pondéré)

Uranium (55 %) = ,1 c. le kWh

Charbon à 30 \$ la tonne (35 %)

= ,47 c. le kWh

Turbines (mazout à 30 \$ le baril) (10 %)

= ,58 c. le kWh

- IV. TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS

= 4,15 c. le kWh

Coûts du modèle de demande B: si le chauffage hybride avait été ajouté à la consommation réelle de 1979-1980

- I. COÛTS D'IMMOBILISATION PAR KILOWATT PONDÉRÉ D'UNE CENTRALE PARTIELLEMENT AMORTIE, (35 %)

IDENTIQUE AU MODÈLE A —
CONSOMMATION RÉELLE DE 1979-1980

555,75 \$ — TOTAL

- II. COÛTS D'IMMOBILISATION POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION: IDENTIQUE AU MODÈLE A — CONSOMMATION RÉELLE 1979-1980

650 \$

TOTAL DES COÛTS D'IMMOBILISATION:
1 205,75 \$

III.

- a) ESTIMATION DES COÛTS RÉELS ANNUELS D'UTILISATION DU CAPITAL (10 %)

120,57 \$

D'après un facteur d'utilisation de la puissance de 69 % (théoriquement possible au moyen du chauffage hybride), le coût est amorti par 6044 kWh en 12 mois
= 2,0 c. le kWh

- b) COMBUSTIBLE-COÛTS ORDINAIRE DE FONCTIONNEMENT (kWh pondéré)

Uranium (37 %) = ,07 c. le kWh

Charbon à 30 \$ la tonne (57 %) = ,77 c. le kWh

Turbines (mazout à 30 \$ le baril) (6 %)

= ,45 c. le kWh

- c) DÉPENSES DE FONCTIONNEMENT SUPPLÉMENTAIRES (15 % du coût de tout le combustible)

= ,21 c. le kWh

- IV. TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS

= 3,5 c. le kWh

* Des explications plus détaillées de cette figure apparaissent dans le texte.

En outre, la figure 12 révèle que la demande existante d'électricité n'a pas été modifiée pour le modèle théorique "B2". Le fonctionnement des turbines pour la charge d'appoint a été prévu. On a choisi le facteur de puissance de 69 p. 100 pour que, malgré une certaine simultanéité en période de pointe, les systèmes de transport et de distribution ne soient pas surchargés. Ainsi, ces chiffres s'appliqueraient également aux deux systèmes hybrides. Certains frais supplémentaires d'exploitation sont inclus dans les calculs pour tenir compte du niveau plus élevé d'entretien qu'exigent les centrales alimentées au charbon en fonctionnant continuellement.

Dans le modèle hypothétique pour 1979-1980 représenté à la figure 12, le surplus d'électricité des heures creuses pour le chauffage hybride provient des centrales intermédiaires alimentées au charbon. Si les services publics savaient que le système hybride pouvait conquérir un marché important et faire augmenter les facteurs de charge, ils pourraient acquérir un plus grand nombre de centrales pour produire la charge minimale (celles dont l'exploitation est la plus économique à long terme) au cours du renouvellement de l'immobilisation. Le coût supplémentaire de l'électricité fournie pendant les heures creuses pour le chauffage hybride serait donc réduit. La figure 5 fait état des différences théoriques de coût lorsque le facteur d'utilisation de la puissance des centrales est élevé (70 p. 100) ou lorsqu'il n'est que moyen (45 p. 100). La figure 5 est fondée sur la valeur de remplacement d'une nouvelle centrale, mais, en pratique, les services publics ne peuvent acquérir rapidement un système à haute capacité. Cependant, les chiffres suivants, qui découlent de la figure 5, révèlent que ces coûts (en dollars de 1982) s'appliqueraient au chauffage hybride pour la période 1990-2010, lorsque les services publics auraient pu acquérir des centrales dans le cadre de leurs plans ordinaires d'expansion.

Comme nous l'avons démontré dans la figure 5, à un facteur d'utilisation de la puissance de 46 p. 100 et aux coûts actuels de remplacement, les services publics du Canada auraient besoin, en moyenne, de revenus futurs d'environ 5,74 c. le kWh⁷ pour récupérer tous les coûts de diversification des moyens de production comparables aux installations actuelles. Par contre, si le facteur d'utilisation de la puissance de la centrale était de 70 p. 100, un revenu moyen de 4,13 c. le kWh serait suffisant pour récupérer tous les coûts. Dans ce dernier cas, le coût de l'énergie supplémentaire n'accroîtrait pas beaucoup les dépenses totales de production d'électricité. La différence entre les revenus totaux peut être calculée pour chaque cas, comme dans la figure 12, mais en se fondant sur les niveaux de revenus de la figure 5. En fonctionnant à haute capacité (charge minimale), le système produirait 437 milliards de kWh à 4,13 c. le kWh pour un coût total de 18,05 milliards de dollars. En fonctionnant à une capacité moyenne, le système (formé d'une centrale de charge minimale, intermédiaire et de pointe) produirait 292 milliards de kWh à 5,74 c. le kWh pour un coût total de 16,76 milliards de dollars. Les

145 milliards de kWh supplémentaires que le système pourrait fournir en fonctionnant à 69 p. 100 seraient produits au coût marginal de 1,29 milliard de dollars. C'est environ 1 c. le kWh et quatre fois moins que les coûts moyens actuels de l'électricité. Dans des conditions idéales, les services d'électricité bien équipés pourraient, en théorie, offrir l'électricité des heures creuses pour les systèmes hybrides à un tarif aussi avantageux.

En outre, la possibilité de réduire les coûts par le biais de l'augmentation des facteurs d'utilisation de la charge permettrait aux services d'électricité d'établir divers tarifs. Prenons, par exemple, un service d'électricité qui prévoit une détérioration des facteurs d'utilisation de la charge à cause d'une augmentation des systèmes de chauffage à l'électricité pour les locaux. Ce service d'électricité pourrait bien avoir prévu une hausse des tarifs de consommation. Cependant, si, au moyen du chauffage hybride, les facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance étaient plus élevés, les coûts réels diminueraient et si les services d'électricité s'en tenaient aux tarifs prévus, il y aurait alors un surplus considérable de revenus. Ce surplus pourrait servir à réduire davantage le tarif hors pointe ou à aider les propriétaires de maisons et d'immeubles à installer l'équipement nécessaire au chauffage hybride. Les services d'électricité auraient plusieurs autres options puisque la courbe des coûts réels s'abaisserait. Ils pourraient se servir de ces options pour offrir des incitations avantageuses au consommateur.

e) Les incitations à l'installation de systèmes hybrides et les avantages économiques éventuels pour les consommateurs

Les économies résultant de l'efficacité accrue du système de chauffage hybride peuvent être transmises aux consommateurs de plusieurs manières. La quantité d'électricité nécessaire aux éléments chauffants des systèmes Hybride I ou Hybride II pourrait, par exemple, être enregistrée sur des compteurs distincts et facturée à un tarif préférentiel hors pointe ou interruptible (selon le cas). C'est la méthode la plus directe et celle qu'utilise la Minnkota Power. Les services d'électricité pourraient aussi fournir une certaine quantité de mazout gratuitement ou à un prix réduit pour la saison de chauffage à chaque client du chauffage hybride (il pourrait être plus économique d'offrir cette option au lieu de construire des centrales supplémentaires pour le chauffage tout à l'électricité, lesquelles resteraient inactives la plupart du temps). Les services d'électricité pourraient également subventionner la conversion pour inciter leurs clients à adopter les systèmes de chauffage hybride à l'électricité, comme le font Hydro-Québec et Ontario Hydro.

Le 15 novembre 1982, Hydro-Québec instaurait un programme en vertu duquel la compagnie offrirait une subvention non imposable de 650 \$ (en plus de la subvention du PCRP) aux propriétaires désireux de passer

du chauffage au mazout aux systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout. Le programme vise 78 000 conversions en 1985 et l'on croit que le service d'électricité devra déboursier jusqu'à concurrence de 50 millions de dollars, en tenant compte de toutes les dépenses. Au début, on utilisera les systèmes Hybrides I, mais l'on envisage de les adapter aux systèmes Hybrides II en accordant des tarifs préférentiels pour l'électricité interruptible lorsqu'on disposera de l'équipement nécessaire. Ce programme vise avant tout à augmenter les ventes d'électricité sans augmenter la demande de pointe.

En outre, le 28 mars 1983, Ontario Hydro, avec la collaboration de l'Ontario Municipal Electric Association et de l'Association of Municipal Electrical Utilities, lançait un programme en vertu duquel les services d'électricité participants et elle-même défraieront le coût de 200 \$ des vérifications préalables et de l'inspection du système électrique des propriétaires qui font installer un élément chauffant d'une puissance de 9 kilowatts dans la chambre de diffusion d'air des appareils de chauffage en place.

Afin de se faire une idée des incitations possibles à l'égard du chauffage hybride et de l'importance de ces incitations pour les entreprises et les consommateurs, il est nécessaire d'examiner les coûts actuels et les coûts prévus du chauffage des immeubles au Canada. Pour simplifier, toutes les comparaisons présentées ici s'appliquent à une résidence moyenne, située à Ottawa. La résidence moyenne est une maison unifamiliale, bien isolée, ayant une superficie d'habitation de 121 mètres² (1200 pieds carrés), sans compter le sous-sol. Étant donné que le climat d'Ottawa est représentatif du climat hivernal canadien et qu'il présente environ 4500 degrés-jours Celsius par année, il est possible, à partir de cette base statistique, de faire des comparaisons plausibles.

La résidence moyenne type consommerait environ 700 gallons (environ 3200 litres) de mazout par année.

À 165 000 BTU par gallon (37 000 BTU par litre), c'est approximativement 115 millions de BTU d'énergie secondaire. En supposant que la chaudière fonctionne à 60 p. 100, on obtient 70 millions de BTU d'énergie tertiaire (l'air chaud à l'intérieur de la maison). Puisque l'énergie secondaire et l'énergie tertiaire sont à peu près identiques pour le chauffage à l'électricité, les quelque 21 000 kWh fournis par Hydro-Québec et Ontario Hydro représentent la même demande moyenne de chauffage par maison. Quant au gaz naturel, si l'efficacité de la chaudière était de 60 p. 100, une demande tertiaire de 70 millions de BTU exige 115 000 MPC de gaz livré au brûleur⁸. En pratique, évidemment, les besoins seraient entièrement différents s'il s'agissait de bâtiments isolés de façon différente, de grande ou de petite taille, ou de bâtiments en rangées ou d'autres types. Cependant, cela ne changerait pas l'ordre des coûts des divers combustibles.

La décision du consommateur de choisir telle ou telle option de remplacement du mazout sera influencée par l'évaluation de plusieurs facteurs autres que la comparaison des coûts des divers combustibles. La décision du consommateur dépendra en plus d'une évaluation des coûts futurs du combustible, ainsi que du coût de la conversion. Les prix relatifs du combustible pourraient changer, et l'installation d'un système plutôt que d'un autre peut être plus économique. L'investissement en capital est une possibilité qui doit entrer en ligne de compte dans toute décision. Il faut aussi songer au coût d'entretien.

f) Les coûts du combustible de chauffage en 1982-1983

Pour la saison de chauffage 1982-1983 à Ottawa, (d'après les prix des combustibles en vigueur en mars 1983), les coûts de divers combustibles de chauffage étaient approximativement les suivants :

FIGURE 13-a

COÛTS DU COMBUSTIBLE EN 1982-1983 (OTTAWA)*

COMBUSTIBLE	QUANTITÉ CONSOMMÉE	COÛT UNITAIRE	COÛT TOTAL
Mazout	700 gallons (3200 litres)	1,47 le gallon (33,7 c. le litre)	1 099 \$
Gaz	110 000 MPC	6,63 \$ le MPC	762 \$
Électricité (tout à l'électricité)	21 000 kWh	3,86 c. le kWh	811 \$

* Source: Unies Ltd., *Costs of Residential Space-Heating Alternatives in Major Canadian Cities Including Hybrid Heating Systems*. Winnipeg, 1983.

Ces chiffres laissent supposer que le gaz naturel est le moyen le plus économique de chauffer une maison de taille moyenne à Ottawa et tout autre bâtiment en général. Le mazout est le plus cher.

Tous ces chiffres sont fondés sur les prix et les

tarifs courants, ils ne tiennent pas compte des modifications des prix que les services publics ou les sociétés pétrolières pourraient apporter à leurs produits. Avec les mêmes prix et les mêmes tarifs, où se situerait le prix des systèmes hybrides par rapport aux modes traditionnels de chauffage?

FIGURE 13-b

**COÛTS DU CHAUFFAGE HYBRIDE EN 1982-1983
SANS SUBVENTIONS: COÛTS DU COMBUSTIBLE SEULEMENT**

SYSTÈME	QUANTITÉ CONSOMMÉE	COÛT UNITAIRE	COÛT TOTAL
Hybride mazout-électricité (80 % à l'électricité, 20 % au mazout). Système Hybride II ou système Hybride I lorsque le thermostat extérieur est réglé à -15°C ou plus bas.	16 800 kWh 553 litres (y compris l'amélioration de l'efficacité saisonnière de l'appareil de chauffage jusqu'à 75 %).*	3,88 c. le kWh 33,7 c. le litre	648 + 192 \$ = 834 \$

* Dans les systèmes hybrides, l'efficacité saisonnière des chaudières au mazout s'accroît parce qu'elles ne fonctionnent que par temps froid et sont amorcées moins souvent. Moins de chaleur s'échappe par la cheminée parce que le cycle d'amorçage et de désamorçage est réduit.

Compte tenu uniquement des prix et des tarifs actuels dans le centre du Canada (c.-à-d. l'Ontario et le Québec), le consommateur a peu ou pas de raison d'acheter un système hybride, s'il justifie son achat par une comparaison des coûts. C'est logique puisque le système hybride utilise une certaine quantité de mazout, le combustible le plus cher, et une certaine quantité d'électricité, le deuxième combustible le plus cher.

g) Les coûts d'entretien

La vie utile et le rendement de tout appareil de chauffage dépendent grandement de l'ampleur et de la régularité de l'entretien. En pratique, cela varie beaucoup d'une unité à l'autre d'après les préférences du propriétaire. Dans le présent rapport, on se sert d'une vie utile évaluée à 20 ans pour amortir les coûts et pour déterminer les dates d'entretien. On trouvera ci-après les dates représentatives et les coûts (en 1983) de l'entretien et des réparations des systèmes de chauffage :

(i) chaudière au mazout	
— visite annuelle d'entretien de la chaudière	35 \$ chacune
— coût annuel des filtres	5 \$ chacun

— ramonage de la cheminée (4^e, 8^e, 12^e, 16^e et 20^e année) 37 \$ chacun

— réparation importante du système de circulation d'air (10^e année) 110 \$

(ii) chaudière au gaz naturel

— visite bisannuelle d'entretien de la chaudière (2^e, 4^e, 6^e, 8^e, 10^e, 12^e, 14^e, 16^e et 18^e année) 32 \$ chacune

— coût annuel des filtres 5 \$ chacun

— réparation importante du système de circulation d'air (10^e année) 110 \$

(iii) appareil de chauffage électrique

— service et réparations du système électrique (4^e, 8^e, 12^e et 16^e année) 32 \$ chacune plus 100 \$ chacune

— coût annuel des filtres 5 \$

— réparation importante du système de circulation d'air (10 ^e année)	110 \$	— réparations du système électrique (4 ^e , 8 ^e , 12 ^e , et 16 ^e année)	100 \$ chacune
(iv) système de chauffage hybride au mazout et à l'électricité		— réparation importante du système de circulation d'air (10 ^e année)	110 \$
— service bisannuel de la chaudière au mazout, y compris l'élément électrique (2 ^e , 4 ^e , 6 ^e , 8 ^e , 10 ^e , 12 ^e , 14 ^e , 16 ^e et 18 ^e année)	35 \$ chacun		
— coût annuel des filtres	5 \$		

Signalons qu'au début de la période d'amortissement, on suppose que la vie utile de tous les éléments indispensables de l'appareil de chauffage est évalué à 20 ans et que, par conséquent, on n'a pas tenu compte, ci-haut, de l'entretien et des réparations de ces éléments.

On peut donc résumer les coûts d'entretien dans le tableau comparatif suivant :

FIGURE 14

COÛTS APPROXIMATIFS ANNUELS DE L'ENTRETIEN ET DES RÉPARATIONS DES DIVERS APPAREILS DE CHAUFFAGE DES RÉSIDENCES*

Chaudière au mazout en place	53 \$
Unité de conversion au gaz naturel	25 \$
Appareil de chauffage au gaz naturel	25 \$
Appareil de chauffage tout à l'électricité	37 \$
Système de chauffage hybride au mazout et à l'électricité	49 \$

* Coûts annuels uniformes équivalents (en supposant une vie utile de 20 ans, en dollars de 1983, une utilisation réelle du capital de 10 %, un taux d'intérêt réel de 8 %)

Mentionnons de nouveau que, dans la perspective des coûts d'entretien, il n'y a aucune raison précise d'adopter le chauffage hybride. Toutefois, si l'analyse englobe les frais d'immobilisation, il y a une différence.

h) Le coût total du chauffage : frais d'immobilisation et combustible

Si l'on tient compte des frais d'immobilisation, le gaz devance les systèmes tout à l'électricité puisqu'il est généralement moins coûteux de convertir un système au gaz plutôt qu'à l'électricité.

Cependant, en ne considérant que les coûts d'immobilisation, le système hybride présente un avantage économique : son installation est la moins chère parce qu'elle ne requiert aucune modification de l'entrée de

service et qu'elle conserve de nombreux éléments du système en place. Les frais d'achat et d'installation d'un système hybride sont actuellement d'environ 1 000 à 1 400 \$⁹, comparés à 1 600 \$ pour le gaz naturel¹⁰ et à 2 400 \$ pour l'électricité. Seul l'appareil de conversion au gaz naturel qui utilise de nombreuses pièces de la chaudière au mazout en place représente une option de remplacement du pétrole dont les frais d'immobilisation sont comparables à ceux des systèmes hybrides à l'électricité et au mazout. Le coût serait de l'ordre de 1 100 \$, mais on ne peut l'installer que dans un nombre limité de maisons. En tenant compte des subventions du Programme canadien de remplacement du pétrole, le coût net pour le consommateur est donc de 500 à 700 \$ pour les systèmes hybrides, de 650 à 800 \$ pour le gaz naturel et de 1 600 \$ pour le système tout à l'électricité. Toutefois, les subventions du PCRP sont imposables et il faut ajouter cet impôt sur le revenu aux frais d'immo-

bilisation marginal de 35 p. 100. De plus, le taux réel annuel d'utilisation du capital peut être évalué à 10 p. 100 de ces chiffres.

La figure 15 fait état de tous les coûts que le consommateur doit supporter pour remplacer son système de chauffage au mazout d'après les prix et les tarifs en vigueur en mars 1983 et révèle qu'à l'heure actuelle, le mazout est le combustible le plus cher pour le chauffage des locaux, tandis que le gaz est le moins cher. Viennent ensuite le chauffage hybride et le chauffage tout à l'électricité. En remplaçant 80 p. 100 du mazout et, comme on l'a fait dans les systèmes en place, en améliorant l'efficacité de la chaudière au mazout, le coût du chauffage hybride aux prix actuels n'est que de 6 p. 100 supérieur au gaz avec un appareil neuf au gaz et d'environ 10 p. 100 supérieur à l'appareil de conversion au gaz.

Cependant, avec une incitation financière additionnelle, si par exemple des taux préférentiels étaient offerts pour l'électricité servant au chauffage des locaux pendant les périodes hors pointe, le tableau changerait radicalement et le chauffage hybride deviendrait concurrentiel.

Hydro-Québec a déjà mis au point une structure de tarifs pour les systèmes hybrides et elle est déterminée à l'appliquer à l'ensemble de son système pour répondre aux besoins en matière de chauffage. Pour la saison de chauffage 1982-1983, elle offre, à titre d'expérience, une structure de tarifs hors pointe à l'égard d'un système Hybride de type II. Selon le tarif E, les consommateurs seront facturés selon qu'ils utilisent l'électricité de la centrale de base ou de la centrale d'appoint; ce tarif s'appliquera à un certain nombre de consommateurs choisis ayant adopté un système de chauffage hybride au mazout et à l'électricité. L'électricité coûtera la plupart du temps 2,3 c. le kWh ou environ les deux tiers du tarif moyen de 3,5 c. au Québec. Cependant, pendant 300 heures de pointe chaque année, le prix de 18 c. le kWh s'appliquera à toute l'électricité consommée, soit quatre fois et demi le tarif moyen (la plupart de ces heures tomberont en janvier). Cela correspond approximativement aux coûts des immobilisations des turbines à gaz par kWh, étant donné leur usage peu fréquent. Hydro-Québec garantit que ce tarif ne s'appliquera qu'à un maximum de 300 heures par année (sur un total de 8 760), c'est-à-dire environ 3 p. 100 du temps ou 5 p. 100 de la saison de chauffage. Un signal placé dans la résidence du consommateur l'avertira lorsque la période de pointe commencera. Dans certain cas, Hydro-Québec pourra interrompre le chauffe-air électrique du système hybride (Hybride II) par télécommande. Dans d'autres systèmes, les clients devront les interrompre manuellement. La période de pointe n'est pas liée automatiquement à une période de la journée ou à la température, mais à la charge globale imposée au service.

Signalons que les services publics ont longtemps étudié l'établissement d'un tarif double (selon l'heure du

jour) et, effectivement, ils l'ont utilisé dans le passé pour encourager l'utilisation de l'électricité pendant les heures creuses. Bien que le tarif double corresponde en moyenne aux caractéristiques réelles de la charge, il ne permet pas de tenir compte des coûts de production sur une longue période et pourrait créer des inconvénients aux services publics s'il était offert aux consommateurs à des fins de chauffage pour toute une saison. Des appels de puissance maximale se sont produits pendant des périodes normalement désignées "hors pointe", comme ce fut le cas pour Hydro-Québec le dimanche 4 janvier 1981.

Le système Hybride II, à télécommande centrale, élimine ce problème. Étant donné que les services d'électricité peuvent délester la charge du chauffage des locaux selon les circonstances, les pointes et les ralentissements de la demande liée au chauffage des locaux peuvent survenir à n'importe quelle heure de la journée sans aucun inconvénient. Malgré tout, un système Hybride I contribuerait à améliorer les caractéristiques de la charge des services d'électricité. Il est par conséquent approprié, pour des motifs pratiques et économiques, d'offrir un tarif différentiel pour les systèmes hybrides. En toute justice, les bénéfices accrus qui reviennent au service d'électricité par suite de l'amélioration du facteur d'utilisation de la charge devraient être transmis au consommateur. L'élément électrique du système hybride, fonctionnant la plupart du temps ou tout le temps pendant les heures creuses, sont inférieurs à la moyenne et justifient, sur le plan économique, des tarifs différentiels. En outre, il est tout à fait possible tant du point de vue des services publics que de celui du consommateur d'utiliser le système hybride et de partager les bénéfices. Le consommateur possède une chaudière de complément en cas d'interruption de l'élément électrique, et quand aux services d'électricité, ils n'auront pas à faire face à des problèmes techniques énormes (contre-réaction) pour reprendre en charge les éléments chauffants.

Comme nous l'avons déjà mentionné, Hydro-Québec et Ontario Hydro ont coopéré au projet du MEST en préparant des scénarios détaillés des coûts pour les systèmes de chauffage hybride. Les chiffres d'Hydro-Québec confirment la viabilité du tarif E à l'égard d'un système Hybride II. Dans le cadre de sa recherche, Ontario Hydro a établi le coût d'un système de type Hybride I dans lequel l'électricité remplace 87 p. 100 du mazout servant au chauffage des locaux. Cependant, on a également constaté que ce système pouvait entraîner des périodes de pointe; Ontario Hydro a donc établi des coûts qui ne représentent pas uniquement le coût marginal du combustible, mais qui tiennent compte d'un rajustement pour le coût d'immobilisation de l'équipement de production, de transport et de distribution.

Cette structure de coûts exigeait, en 1982, un revenu de 2,92 c. le kWh ou de 3,2 c. le kWh pour tenir compte de la hausse de 1983 apportée au tarif de l'élément électrique du système hybride. Ce chiffre est supé-

FIGURE 15

**COÛT TOTAL DU CHAUFFAGE POUR UNE RÉSIDENCE MOYENNE D'UNE
RÉGION CLIMATIQUE REPRÉSENTATIVE (OTTAWA) EN 1982-1983:
SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE SANS TARIF
D'ÉLECTRICITÉ AVEC INCITATION**

SYSTÈME	COÛT ANNUEL DU COMBUSTIBLE	COÛT ANNUEL DE L'ENTRETIEN	AMORTISSEMENT ANNUEL DU CAPITAL (COMPTE TENU D'UNE SUBVENTION DU PCRCP)	TOTAL DES COÛTS ANNUELS DE CHAUFFAGE
1. Chaudière au mazout ayant une efficacité saisonnière de 60 %	1 097 \$	54 \$	Pas de conversion	1 151 \$
2. Gaz naturel — appareil de chauffage neuf ayant une efficacité saisonnière de 60 %	762 \$	25 \$	108 \$	895 \$
3. Gaz naturel — appareil de conversion ayant une efficacité saisonnière de 60 %	762 \$	25 \$	74 \$	861 \$
4. Appareil tout à l'électricité avec une entrée de 200 A	811 \$	37 \$	188 \$	1 036 \$
5. Chauffage hybride bi-énergies 80 % à l'électricité, 20 % au mazout. Appareil de chauffage ayant une efficacité saisonnière de 70 %	834 \$ 16 800 kWh - 648 \$ 553 litres- 186 \$	49 \$	74 \$	957 \$
6. Chauffage hybride bi-énergies. Comme au n° 5, mais incluant les subventions des programmes d'Hydro-Québec et de Ontario Hydro.	834 \$	49 \$	22 \$ (Québec) 50 \$ (Ontario)	905-933 \$

NOTE: Toutes les conversions sont amorties sur une période de 20 ans à un taux d'intérêt réel de 8 %. La valeur réelle des subventions du PCRCP a été réduite de 35 p. 100 pour tenir compte d'une hausse marginale de l'impôt. Il y a lieu de tenir compte des taxes locales supplémentaires en comparant les coûts des combustibles à l'extérieur d'Ottawa (par exemple, la taxe provinciale de 9 p. 100 sur les ventes d'électricité au Québec).

rieur à l'équivalent de 2,3 c. le kWh du tarif E de 1982 d'Hydro-Québec, mais le coût marginal et les coûts d'exploitation seraient de toute façon plus élevés dans le cas du système thermique de Ontario Hydro. Même dans ce cas, le revenu nécessaire, en 1982, calculé par Ontario Hydro est inférieur de 18 p. 100 au tarif moyen de 3,6 c. le kWh de 1982.

Ontario Hydro a également établi un scénario des coûts d'un système Hybride de type II conçu pour éviter les pointes locales et celles du réseau. Ces calculs relatifs aux systèmes Hybride de type II exigeaient, en 1982, un revenu de 2,72 c. le kWh (haussé à 2,9 c. le kWh en 1983). Ce chiffre comprend la récupération des coûts de la capacité accrue de transport et de distribution rendue nécessaire pour utiliser au maximum les possibilités des systèmes Hybride de type II. De plus, si le service d'électricité pouvait offrir l'énergie nécessaire au chauffage hybride sans avoir à tenir compte des coûts de l'équipement supplémentaire de transport et de distribution, les scénarios indiquent que l'énergie nécessaire à un système Hybride de type II reviendrait à 2,38 c. le kWh (haussé à 2,6 c. le kWh en 1983 pour se conformer à d'autres données). Ce ne serait cependant réalisable qu'après un certain renouveau de capitaux de quelques années et serait possible au cours des années 90. C'est une réduction de 40 p. 100 sur les tarifs courants. Ce tarif est comparable au tarif E d'Hydro-Québec¹¹.

La figure 16 présente un sommaire des coûts du chauffage des locaux pour l'Ontario et le Québec en 1981-1983 selon trois structures différentes de tarifs hors pointe. Selon ces structures de tarifs, le système hybride serait réellement moins cher et correspondrait (en vertu du tarif E au Québec) à 81 p. 100 du coût du chauffage au gaz avec un appareil neuf et à 61 p. 100 du coût du chauffage tout à l'électricité (voir la figure 15). Le consommateur moyen économiserait 259 \$ par année comparativement au gaz, et 400 \$ comparativement au système tout à l'électricité. Même avec le système Hybride I en Ontario, le système bi-énergie est certainement concurrentiel; son coût s'élève à 795 \$ par rapport à 895 \$ pour le gaz avec un appareil neuf et à 861 \$ avec un appareil de conversion.

Le tarif hors pointe n'est pas la seule incitation que les services d'électricité peuvent offrir pour encourager la diffusion du chauffage hybride. Comme nous l'avons déjà signalé, Hydro-Québec et Ontario Hydro offrent actuellement à leurs clients des subventions de conversion¹².

Ces chiffres ne sont pas définitifs et il faudra préciser ces données. Néanmoins, avec des réserves, nous pouvons tirer certaines conclusions. Pour résumer les avantages économiques des systèmes hybrides pour les consommateurs, nous pouvons affirmer ce qui suit :

(i) le système hybride est le moins cher à installer;

(ii) les services d'électricité canadiens, compte tenu des chiffres fournis par les deux principaux services d'électricité au Canada, pourraient offrir des tarifs différentiels hors pointe pour inciter les consommateurs à utiliser les systèmes de chauffage hybride;

(iii) une telle incitation permettrait au système hybride de rivaliser, à l'avenir, avec tout autre système de chauffage; et

(iv) les possibilités à long terme des ressources et de la production d'électricité laissent prévoir que les coûts réels du chauffage hybride baisseraient vraisemblablement au cours des années à venir plutôt que d'augmenter.

i) Les avantages industriels et techniques et les systèmes futurs (système hybride perfectionné)

Les systèmes de chauffage hybride permettraient d'utiliser les techniques canadiennes, allant de la production d'énergie électrique à son utilisation finale. L'adoption de ces systèmes offrirait des possibilités d'expansion aux industries électriques et électroniques du Canada.

Tout d'abord, les possibilités de production d'électricité sont exceptionnelles au Canada. La centrale idéale pour le chauffage hybride est caractérisée par la possibilité de fonctionner continuellement à un coût global minimal (les grandes centrales hydro-électriques dont les réserves d'eau sont assurées et les centrales nucléaires). Sur une certaine période, en supposant que l'utilisation des systèmes hybrides se répande dans les régions dont les besoins sont assurés par les services d'électricité, ils pourront ajouter ce type d'équipement de « charge minimale » dans la composition de leur capacité de production. Tout au long du présent rapport, nous avons utilisé les prévisions de ces services d'électricité en vue de faire des projections quant à la disponibilité de surplus d'électricité. Le type des centrales qui seront en place en 1990 est déjà bien défini. Cependant, la planification des centrales qui seront construites après 1990 peut être encore assez flexible, pour ce qui est du type de ces centrales et, après l'an 2000, il ne semble y avoir aucune restriction technique nouvelle, en ce qui concerne le choix du type de production. C'est au cours de la période 1990-2010 que l'adoption généralisée du chauffage hybride pourrait nécessiter l'acquisition d'un type particulier de nouvelles centrales par les services d'électricité canadiens; il faut toutefois souligner que l'adoption du chauffage hybride ne nécessiterait aucune centrale *supplémentaire*.

Le savoir-faire canadien est considérable en ce qui concerne l'aménagement de grands sites hydro-électriques. Hydro-Québec, par exemple, a mis au point une technique de télécommande qui lui permet de procéder à des opérations dans des barrages du système

FIGURE 16

**CALCUL DU COÛT TOTAL DU CHAUFFAGE, EN 1983, POUR UNE
RÉSIDENCE MOYENNE AU QUÉBEC ET EN ONTARIO:
SYSTÈME HYBRIDE AVEC ENCOURAGEMENTS: SELON LE TARIF E
D'HYDRO-QUÉBEC OU SELON LES CALCULS DE ONTARIO HYDRO POUR
LE COÛT DES SYSTÈMES HYBRIDES DANS LE CADRE DU PROJET DU MEST**

SYSTÈME	COÛT ANNUEL DU COMBUSTIBLE	ENTRETIEN	AMORTISSEMENT ANNUEL DU CAPITAL (COMPTE TENU DES SUBVENTIONS DU PCRP ET DES ENCOURAGEMENTS)	COÛT TOTAL DU CHAUFFAGE
A. Système bi-énergies mazout-électricité selon le tarif E d'Hydro-Québec-95 % à l'électricité (Hybride II) 5 % au mazout. Efficacité de 75 % de la chaudière au mazout	Électricité (20 000 kWh 2,6 c. le kWh = 520 \$) Mazout (136 litres 33,7 c. le litre = 45 \$) TOTAL: 565 \$	49 \$	22 \$	636 \$
B. Système bi-énergies mazout-électricité fondé sur des tests expérimentaux et des calculs des coûts de Ontario Hydro (Hybride I) 87 % à l'électricité 13 % au mazout. Efficacité de 75 % de la chaudière au mazout	Électricité (18 270 kWh 3,2 c. le kWh = 585 \$) Mazout (331 litres 33,7 c. le litre = 111 \$) TOTAL: 696 \$	49 \$	50 \$	795 \$
C. Système bi-énergies mazout-électricité selon les scénarios de Ontario Hydro pour Hybride II 93 % à l'électricité 7 % au mazout. Efficacité de 75 % de la chaudière au mazout	Électricité (19 530 kWh 2,9 c. le kWh = 566 \$) Mazout (181 litres 33,7 c. le litre = 61 \$) TOTAL: 627 \$	49 \$	50 \$	726 \$

NOTE: Voir le texte. Les coûts réels de l'énergie peuvent être moindres à cause des économies supplémentaires réalisées sur l'énergie électrique utilisée à d'autres fins que le chauffage au tarif E. Cependant, les taxes locales sur l'électricité ou sur l'énergie peuvent aussi entrer en ligne de compte (par exemple, la taxe de vente provinciale de 9 p. 100 sur l'électricité au Québec).

de la baie James à partir d'un poste de commande éloigné. Son savoir-faire dans le transport à longue distance est reconnu mondialement, ce qui lui donne la capacité technique d'exploiter les sites hydrauliques éloignés.

Il reste encore de grands sites hydrauliques qui ne sont pas exploités au Canada, mais ils sont de plus en plus éloignés. À cause des coûts du transport à longue distance, ces sites ne sont pas encore aménagés et leur exploitation dépendra de l'existence d'un marché qui exige de grandes quantités d'énergie première. Le chauffage hybride ouvrirait un tel marché après 1990.

Le système nucléaire CANDU est une autre technique canadienne qui pourrait contribuer d'une manière importante à combler les besoins énergétiques du Canada par le biais du chauffage hybride. Les réacteurs nucléaires canadiens continuent à établir des records mondiaux pour leur rendement continu¹³. Le facteur d'utilisation de leur puissance est de 85 p. 100, ce qui en fait une source fiable d'énergie de charge minimale. La capacité des réacteurs CANDU de fonctionner à de hauts facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance les distinguent des réacteurs américains qui utilisent l'eau ordinaire et dont le facteur d'utilisation de la puissance n'est que de 65 p. 100, c'est-à-dire pas beaucoup plus élevé que celui d'une centrale alimentée au charbon. Une des principales raisons de la supériorité du CANDU réside dans le fait qu'il n'est pas nécessaire de l'arrêter pour faire le plein. Comparativement aux autres modèles, les pannes sont rares.

L'adoption généralisée du chauffage hybride favoriserait aussi certains secteurs de l'industrie canadienne des produits électriques. Les fabricants canadiens ont déjà mis au point d'excellents appareils de chauffage hybride pour usage dans le secteur résidentiel. Cinq modèles ont été acceptés par l'Association canadienne de normalisation (ACNOR). À l'heure actuelle, tous ces produits s'adressent aux chaudières au mazout à air pulsé. Cependant, une entreprise, P.S.C. Controls, prévoit mettre au point prochainement un dispositif d'adjonction au système de chauffage à l'eau chaude. Bien qu'à l'heure actuelle, il n'existe aucun équipement prêt à installer pour les immeubles industriels ou commerciaux, il existe une autre entreprise, Lion Industries, qui a commencé à mettre au point des modèles pour répondre aux besoins de ce marché. Aux États-Unis, un fabricant fournit de l'équipement aux clients de la Minnkota Power; ces produits ne présentent aucun avantage comparativement aux produits canadiens, mais offrent en outre de l'équipement pouvant s'adapter aux grands immeubles, par exemple les écoles, les églises et les centres commerciaux. En outre, il serait désirable de fabriquer, le plus tôt possible, des modèles réduits de chaudières polycombustibles qui pourraient être utilisés dans les nouvelles constructions. Cela ne devrait présenter aucun problème technique.

Les appareils de chauffage hybride actuellement en service au Canada sont à la fine pointe de la tech-

nique. Par exemple, on conçoit et produit maintenant en série des éléments fiables de chauffage. Ceux-ci sont habituellement faits de plusieurs couches métalliques qui transforment 100 p. 100 de l'énergie électrique en chaleur. Des circuits de commande incorporés permettent une réduction progressive automatique de leur émission de chaleur et de leur appel de puissance afin de prévenir toute surcharge des commandes de l'installation électrique de l'immeuble (délestage de la charge). Des commutateurs simples, mais efficaces, sont installés pour répondre aux signaux de fermeture et d'ouverture d'une ou de plusieurs entrées (commande à ondulation résiduelle, thermostat extérieur, thermostat intérieur), afin d'assurer une flexibilité maximale à l'avenir. Tous les modèles courants sont extrêmement perfectionnés, compte tenu de leurs applications actuelles, et il est peu probable qu'ils seront désuets avant un certain temps. Les propriétaires peuvent les installer maintenant en sachant que les progrès futurs ou les modifications du système, en particulier le passage graduel du système Hybride I au système Hybride II, pourront facilement être intégrés sans occasionner des dépenses et des inconvénients considérables.

C'est dans le réseau de transport et de distribution que le système de chauffage hybride présente les plus grandes possibilités à l'égard des techniques nouvelles. À partir de l'an 2000, le contrôle et la transmission des signaux et de l'énergie électrique pourraient passer des systèmes Hybride II au concept d'auto-régulation dynamique.

D'après la théorie sous-tendant ce concept, de faibles changements de tension dans le réseau électrique pourraient servir à déclencher les interrupteurs automatiques de mise en circuit et hors circuit des appareils de chauffage hybride. Par temps doux, dans un district donné, les appareils de chauffage hybride à l'électricité fonctionneraient pour que les bâtiments soient confortables. Le thermostat à l'intérieur des locaux ferait fonctionner les appareils. Dans de telles circonstances, les systèmes de chauffage constituent une charge variable, de même que tous les autres appareils électriques. La centrale qui alimente la charge minimale pourrait répondre à une plus grande portion de la demande totale qu'elle ne le fait à l'heure actuelle. Trois circonstances pourraient perturber cet équilibre : l'approche d'un front froid en hiver, lequel ferait baisser rapidement les températures; une augmentation de la demande d'électricité pour des usages autres que le chauffage; une panne de l'équipement.

Si les températures baissaient considérablement, les appareils de chauffage électrique fonctionneraient plus fréquemment; la charge serait synchronisée. Par suite de la combinaison de la charge totale et de la convergence de la charge dans le district, il en résulterait une chute de tension dans les lignes de distribution locale. Des microprocesseurs dispersés dans la région serviraient à pressentir cette perturbation. Ils détecteraient les changements de tension dans les lignes de dis-

tribution, ainsi que l'intensité et la durée du changement dans le réseau local. Avant que les conditions de surcharge ne surviennent, ils couperaient le chauffage électrique par télécommande et les bâtiments seraient chauffés par les chaudières de complément alimentées au mazout. Dans le cas de l'augmentation de la demande pour des fins autres que le chauffage, on observerait une perte semblable de la diversification de la charge et la convergence entraînerait les microprocesseurs à délester la charge des éléments chauffants électriques. Le système répondrait également aux changements de tension d'entrée; les pannes entraîneraient une perte de tension même lorsque les conditions de la demande seraient stables. Les microprocesseurs procéderaient alors à un délestage afin de rétablir l'équilibre. L'entière séquence de réglage se produirait à de très grandes vitesses. Les services d'électricité n'auraient pas besoin de personnel pour faire fonctionner les interrupteurs télécommandés (par exemple, les commandes à ondulation résiduelle ou les signaux radio) pour couper ou rétablir le courant dans les éléments chauffants; tout le travail serait accompli au moyen de l'électronique. Les microprocesseurs pourraient même lire les compteurs en tenant compte des tarifs spéciaux, afin de calculer les coûts que doit supporter le consommateur. Le réseau entier deviendrait un système dynamique autonome qui s'adapterait automatiquement à son environnement.

Certaines techniques et certains calculs applicables à ces systèmes sont activement mis au point; il est tout à fait possible que de tels systèmes soient perfectionnés et disponibles à la fin des années 80.

j) Le chauffage hybride et les possibilités d'exportation

Au cours de ses recherches, le MEST a conclu un contrat avec un expert-conseil américain pour explorer les possibilités et les moyens d'exporter de l'équipement et de l'électricité du Canada aux États-Unis pour le chauffage hybride¹⁴. Bien qu'il ne s'agisse que d'une étude préliminaire, elle révèle qu'il existe certaines possibilités sur le marché américain, même si le gaz naturel, dans les endroits où il est disponible, est le principal concurrent sur le marché du chauffage des locaux aux États-Unis.

Le climat, dans la plus grande partie des États-Unis, est en général moins rigoureux qu'au Canada et, pour la plupart des services d'électricité, la demande maximale survient en été à cause de la climatisation de l'air. Néanmoins, la demande atteint également une période de pointe en hiver, ou la demande maximale de l'été n'est que marginalement supérieure à celle de l'hiver, ou encore les ventes en hiver sont supérieures à celles de l'été (même si « des périodes de pointe instantanées » surviennent au cours de l'été). Toutes ces caractéristiques sont donc suffisantes pour prévoir qu'une adoption généralisée du chauffage des locaux tout à l'élec-

tricité entraînerait des problèmes, et tous les services d'électricité en question seraient intéressés à un système qui permettrait un délestage pendant les mois d'hiver. Ces services d'électricité sont concentrés dans cinq régions des États-Unis : le Nord-Est (la Pennsylvanie centrale jusqu'au Maine), la partie supérieure du Centre-Ouest (Pittsburg à Milwaukee), les plaines du Nord (du Wisconsin au Dakota du Nord), le Nord-Ouest et la région du « Chesapeake » (la Virginie, le Tennessee, la Virginie occidentale et les environs).

Il y environ 8,5 millions de maisons chauffées au mazout dans le Nord-Est des États-Unis (soit deux fois plus que dans tout le Canada). Le climat s'apparente à celui de l'Ontario ou des Maritimes. Si toutes ces maisons utilisaient le système hybride dans la proportion de 90 p. 100 pour l'électricité et de 10 p. 100 pour le mazout, la consommation atteindrait 175 milliards de kWh. C'est une très grande quantité; elle équivaut à peu près à 60 p. 100 de toute la production canadienne d'électricité.

Dans cette région, les services d'électricité éprouvent en général plus de difficultés à répondre à la demande en hiver qu'en été. Au cours des dernières années, l'état de New York a vendu environ 5 p. 100 plus d'électricité en janvier qu'en juillet, soit 9 405 millions de kWh comparativement à 8984 millions de kWh pour la moyenne des ventes de 1980 et 1981. Au Massachusetts, la demande est d'environ 20 p. 100 plus élevée en hiver : soit 3 174 millions de kWh comparativement à 2 645 millions de kWh en été.

Les coûts d'électricité dans cette région sont cependant relativement élevés, soit en moyenne de quelque 19 \$ par million (MM) de BTU (EU), environ 7 c. US le kWh. La production d'électricité dans cette région dépend encore des centrales thermiques alimentées au mazout. Lorsque le gaz naturel est disponible pour le chauffage (et sa disponibilité est limitée), il est beaucoup moins cher soit environ 5 \$ US par MCF ou 8 \$ par MM BTU d'énergie tertiaire.

Parce qu'il n'existe aucune raison d'adopter le chauffage hybride à l'électricité et au mazout lorsque l'électricité elle-même est alimentée par le pétrole, toute tentative de commercialisation devrait se faire sur une double base, c'est-à-dire que l'équipement nécessaire au chauffage hybride et l'électricité pour faire fonctionner cet équipement devraient être offerts aux services d'électricité américains des régions où il est possible de transporter l'électricité canadienne, en utilisant les surplus des capacités de production du Canada. Il faudra peut-être vendre l'électricité en ayant recours à des incitations financières (tarifs hors pointe), mais puisque le délestage est possible (Hybride II), cela ne constituerait pas un obstacle insurmontable. Par ailleurs, les centrales canadiennes qui produisent de l'électricité pour répondre à la demande minimale et qui sont situées près des frontières, pourraient offrir cette électricité pour répondre à la demande relativement

stable, à leur tarif canadien moyen, lequel serait moins cher que les tarifs moyens d'électricité et les coûts du chauffage au mazout aux États-Unis (comme nous l'avons déjà mentionné, le gaz n'est pas disponible sur ces marchés).

Les trois régions de la partie supérieure du Centre-Ouest, des plaines du Nord et du Nord-Ouest du Pacifique constituent définitivement un marché pour l'équipement de chauffage hybride, compte tenu ou non de l'exportation d'électricité. Il y a 2 millions et demi d'unités résidentielles chauffées au mazout dans ces trois régions. Les périodes de pointe surviennent généralement en hiver pour les services d'électricité locaux. Au Michigan, par exemple, les ventes d'électricité sont en moyenne 5 p. 100 supérieures en janvier à celles qu'on observe en juillet, 17 p. 100 au Montana et 17 p. 100 dans l'État de Washington. Le climat est semblable à celui des régions canadiennes limitrophes. On observe parfois des températures de -30°C à Chicago, mais la température est habituellement comparable à la saison de chauffage de 3 800 degrés-jours de Toronto. Les états des plaines du Nord partagent les hivers rigoureux des Prairies canadiennes. Le long de la côte du Pacifique, il y a peu de différence entre les climats de Seattle et de Vancouver.

Les services d'électricité des États-Unis dans ces régions utilisent l'énergie thermique (charbon) et des ressources hydrauliques pour la production d'électricité. Ces ressources permettent généralement à l'électricité de mieux soutenir la concurrence des autres combustibles, par exemple le gaz naturel. En outre, il n'existe, à proximité de ces régions, aucun excédent important d'électricité canadienne à exporter. Tous ces facteurs pris en compte, ces régions présentent des possibilités commerciales pour les systèmes de chauffage hybride.

La Minnkota Power opère elle-même dans la région des plaines du Nord et, comme nous l'avons déjà mentionné, ce service d'électricité a mis au point avec succès des systèmes de chauffage hybride. La Minnkota Power tente activement d'intéresser au chauffage hybride (bi-énergie) les autres services d'électricité de l'Iowa, du Nebraska et des régions avoisinantes. Un fabricant canadien d'équipement de chauffage hybride a déjà fait la promotion de ses produits sur le marché, avec un certain succès, semble-t-il. Le circuit interne de délestage du modèle canadien a apparemment permis de réduire le coût d'installation pour le consommateur parce que, dans la plupart des cas, il n'est pas nécessaire d'améliorer l'entrée de l'électricité. Les utilisateurs du système bi-énergies de Minnkota ont installé un câblage de 200 A communément associé au chauffage tout à l'électricité, même s'ils possédaient un système

de chauffage de complément alimenté par combustible fossile. Par conséquent, les fabricants de systèmes canadiens ont des chances de s'approprier une bonne part du marché s'ils font une promotion active de ces systèmes.

Somme toute, si tous les consommateurs de ces régions remplaçaient leur mode de chauffage au mazout par un système hybride au mazout et à l'électricité, les services d'électricité pourraient vendre 65 millions de kWh d'électricité de plus par année. À l'heure actuelle, le prix de l'électricité dans ces régions varie de 8 \$ à 13 \$/MM BTU, tandis que le prix du gaz varie de 5,50 \$ à 8 \$ par MM BTU d'énergie tertiaire, en tenant compte des pertes de la chaudière. Le tarif différentiel pourrait donc servir d'incitation relativement modeste et rendre le chauffage hybride concurrentiel.

Finalement, la région du Chesapeake (la Virginie occidentale, la Virginie, comme le Tennessee et les régions avoisinantes) présente une possibilité marginale. La demande maximale survient en hiver (dans ces états, ainsi qu'en Caroline du Nord et au Kentucky, les ventes sont plus importantes en hiver qu'en été), mais le climat doux a autrefois encouragé l'installation de pompes à chaleur. Environ 1,3 million d'unités sont encore chauffées au mazout dans la région. Le coût moyen de l'électricité est de 14 \$ par MM BTU, tandis que celui du gaz est d'environ 4,50 \$ par MM BTU ou 7 \$ par MM BTU d'énergie tertiaire. Pour faire concurrence au gaz, il faudrait donc accorder un rabais considérable pour l'électricité hors pointe destinée au chauffage hybride. L'électricité produite par le charbon et les centrales hydrauliques ne permettra peut-être pas d'accorder de telles incitations. Il faudrait que l'électricité provienne de sources locales, puisque la région semble située au-delà des possibilités de transport d'électricité du Canada.

Pour résumer, il est possible de pressentir un marché trois fois plus grand aux États-Unis qu'au Canada pour les systèmes de chauffage hybride au mazout et à l'électricité et ce, en tenant compte du seul secteur résidentiel. Pourtant, pour des raisons de coûts, de climat et de diversification de la production d'électricité, les possibilités de commercialisation des systèmes hybrides aux États-Unis sont moins encourageantes qu'au Canada. Cependant, il suffirait de peu pour que ce marché soit important. En se fondant sur les coûts et les aspects techniques, les fabricants canadiens sont bien placés pour conquérir ce marché. En outre, il existe certaines possibilités d'exportation de l'électricité canadienne pour servir au chauffage hybride, si l'on arrive à mettre au point une bonne stratégie de commercialisation.

NOTES DU CHAPITRE QUATRE

1. Les expériences faites par EACL, Ontario Hydro et Hydro-Québec au cours de leurs divers essais.
2. Ce gain supplémentaire aurait aussi pu entrer en ligne de compte dans les sections précédentes traitant de la sécurité énergétique au Canada. Cependant, nous ne l'avons pas inclus de façon précise.
3. Toute l'électricité nécessaire au système hybride n'aurait pas, à court terme, été produite par les ressources indigènes de l'Ontario. La majeure partie de cette électricité proviendrait des centrales alimentées au charbon. Le charbon est beaucoup moins cher que le pétrole et, naturellement, à long terme, les centrales nucléaires se présentent comme une option énergétique nationale.
4. La radio-commande est la moins chère, tandis que la commande par ondulation résiduelle est la plus chère. Le coût de l'utilisation de lignes téléphoniques serait presque identique à celui de la radio-commande. Hydro-Québec utilise de très hautes fréquences de transport, ce qui peut faire augmenter les coûts de la commande par ondulation résiduelle; cependant, Ontario Hydro peut trouver cette méthode moins coûteuse.
5. Les centrales hydro-électriques dont les réservoirs peuvent être remplis à l'année signifient des sites de production d'énergie hydro-électrique qui peuvent retenir suffisamment d'eau dans les réservoirs, de sorte que leur puissance prévue puisse être maintenue pendant toutes les saisons, par exemple, pendant la saison hivernale de chauffage. En général, l'eau s'accumule derrière le barrage pendant la fonte des neiges au printemps; la capacité considérable d'accumulation permet d'utiliser cette eau au cours de l'hiver suivant.
6. C'est ce qu'on appelle une contre-réaction ou un problème de tension d'amorçage. La contre-réaction est une des principales raisons pour lesquelles les services d'électricité ne préconisent pas l'adoption de télécommande des charges des chauffe-eau, car la contre-réaction serait importante au moment du rétablissement du courant. Sans autre source de chauffage supplémentaire, l'eau emmagasinée dans les réservoirs domestiques se refroidirait. Lorsque le courant serait rétabli, le thermostat interne des réservoirs ferait immédiatement fonctionner les éléments chauffants. Ces éléments créeraient une charge synchronisée et entraîneraient les problèmes de surtension dans les lignes électriques (contre-réaction). L'effet ne serait pas le même avec le chauffage hybride. La maison serait restée chaude grâce à la chaudière au mazout.
7. Il faut souligner que le coût de remplacement est celui que les services d'électricité doivent prévoir pour l'avenir. Il en coûte actuellement 4 c. le kWh pour faire fonctionner les divers éléments de production. Nous nous servons de ces chiffres pour démontrer comment des modifications futures des caractéristiques de la charge affecteront les coûts réels de l'électricité à l'avenir, en se fondant sur les coûts en dollars de 1982, pour illustrer le niveau des revenus nécessaires.
8. Selon Consumer's Gas, la vente moyenne de gaz pour le chauffage d'une résidence est de 112 000 à 113 000 MPC par année (125 000 à 130 000 MPC si l'eau chaude est aussi comprise). Une petite quantité supplémentaire de gaz servirait à faire fonctionner la lumière témoin.
9. Signalons que le coût de l'équipement des systèmes de chauffage hybride ne reflète pas encore une production massive, ni la concurrence. Bien que, dans le présent rapport, on ait utilisé un coût moyen de 1 100 \$ (avant la subvention du PCRP), il se peut qu'en 1985, le coût réel soit inférieur. Le prix de 1 100 \$ représente la somme de 600 \$ pour le prix de détail de l'équipement et de 500 \$ de frais d'installation. Toutefois, une commande globale a été conclue avec le ministère de la Défense nationale au coût unitaire de 400 \$ pour chaque appareil de chauffage (chauffe-air d'adjonction). Un ouvrier expérimenté peut facilement installer un chauffe-air d'adjonction en une demi-journée (de 3 à 4 heures). Même si un apprenti aide l'installateur et malgré d'autres frais généraux, tout en supposant un tarif de 50 \$ l'heure pour la main-d'oeuvre, les frais d'installation pourraient être réduits à 200 \$ par unité en frais de main-d'oeuvre. Une somme supplémentaire de 150 \$ devrait suffire à payer les matériaux (par exemple, les circuits électriques) à installer. Le coût total ne serait que de 750 \$. Bref, la simplicité relative de la technologie et des procédures d'installation donne à entendre que le prix réel déboursé par le consommateur de l'équipement devrait vraisemblablement baisser à long terme. Par ailleurs, les systèmes au gaz naturel et tout à l'électricité constituent des techniques relativement bien établies dont le coût réel devrait demeurer stable.
10. Les systèmes au gaz naturel peuvent en fait coûter davantage. Des rapports récents indiquent qu'il existe des problèmes de condensation du gaz dans la cheminée des bâtiments qui étaient auparavant chauffés au mazout. Le gaz peut se vaporiser et, parce qu'il est plus lourd que l'air, être aspiré dans la maison. Un dispositif à air comprimé pour éliminer ce problème peut ajouter de 350 \$ à 500 \$ à

l'installation. Les chaudières à condensation à haute efficacité sont encore plus chères (3 500 \$).

11. Le lecteur peut être intéressé aux tarifs de la Minnkota Power. La puissance disponible est vendue à 4,0 c. le kWh (EU), tandis que la puissance qui peut être interrompue dans les systèmes de chauffage hybride est vendue à 2,4 c. le kWh (EU). Ces tarifs sont très bas pour des services d'électricité américains. Les tarifs de l'électricité aux États-Unis sont en moyenne de 5,98 c. le kWh (EU). La Minnkota Power utilise essentiellement l'énergie thermique (charbon).
12. Les services d'électricité peuvent être forcés d'offrir une incitation à l'égard des systèmes hybrides afin de faire une plus grande concurrence au gaz naturel. La principale raison est le contrôle du marché du chauffage de l'eau. Le chauffe-eau est une charge positive pour les deux types de service puisqu'il est utilisé tout au long de l'année (charge minimale). Lorsqu'un consommateur convertit son système de chauffage au gaz, on l'encourage aussi à utiliser le gaz pour le chauffage de l'eau au désavantage des services d'électricité. Si ces derniers encouragent l'adoption des systèmes hybrides, ils ne perdront pas le marché des chauffe-eau.
13. En 1981, les réacteurs de Ontario Hydro ont tenu les six premières places pour le rendement parmi les 130 grands réacteurs nucléaires commerciaux du monde.
14. Barry Bruce-Briggs, *Preliminary Survey for Hybrid Heating in the U.S. Market*. Rapport préparé par le MEST.

CHAPITRE CINQ : LES SYSTÈMES HYBRIDES ET LE GAZ NATUREL

À cause de sa compétitivité, le chauffage hybride électricité-mazout, là où il est disponible, limitera l'expansion des ventes de gaz naturel ou amènera les services d'électricité à rajuster leurs prix pour protéger leur part du marché. D'une façon ou d'une autre, la disponibilité du chauffage hybride réduira les revenus des producteurs qui ont engagé de forts investissements pour découvrir du gaz naturel et l'acheminer vers le marché; elle réduira également les redevances provinciales sur les ventes de gaz naturel. Heureusement, toutefois, plusieurs autres utilisations rentables s'offrent à ce produit.

Il existe un important marché industriel pour le gaz naturel qui, contrairement au marché résidentiel, n'est pas saisonnier, mais régulier, et constitue ainsi une forte demande de charge minimale. Si les immobilisations qu'entraînent la conversion et le prix du gaz naturel rendent le changement rentable, les industries canadiennes manifesteront de l'intérêt pour le gaz naturel, dont les réserves nationales sont sûres et abondantes, pour répondre à leurs besoins de chaleur industrielle.

La demande de gaz naturel, comme celle d'électricité, est assujettie à des variations quotidiennes et saisonnières. De même, à cause des coûts fixes élevés, qui comprennent les engagements contractuels d'achat envers les grossistes et une infrastructure chère (pour le transport, l'entreposage et la distribution) à l'égard de laquelle l'intérêt doit être payé, indépendamment du fait qu'elle soit utilisée à pleine capacité, les services de gaz naturel ont besoin de facteurs élevés d'utilisation de la charge et d'utilisation de la puissance pour fonctionner de façon rentable. Tout comme les services d'électricité, ils ont intérêt à adoucir les sommets et à combler les creux de la courbe de demande.

La chaleur industrielle constitue un marché important pour le gaz naturel qui, parce qu'il est interruptible, peut contribuer à équilibrer la demande résidentielle de chauffage et, ainsi, contribuer à un facteur élevé d'utilisation de la puissance que requièrent les services. L'adoption d'un système hybride gaz naturel-huiles résiduelles qui fonctionne comme nous l'expliquons ci-après, peut rendre interruptible le marché industriel : dans des conditions normales (c.-à-d. la majeure partie de l'année), le gaz naturel servirait à la production de chaleur industrielle avec l'appoint des huiles résiduelles entreposées localement. Lorsque le gaz naturel doit être

détourné de ses utilisations industrielles, celles-ci pourraient être comblées par des huiles résiduelles. Ces systèmes pourraient être télécommandés.

Il y a cependant lieu de signaler que les services d'électricité qui disposent d'une abondante énergie de base seront disposés à offrir de l'électricité consommée hors pointe à des tarifs préférentiels pour servir à des utilisations industrielles, de même qu'au chauffage. Le cas échéant, on peut prévoir que les industries choisiront les sources d'énergie qui sont les plus économiques, compte tenu des immobilisations et des coûts d'exploitation (y compris les coûts des combustibles), liés aux options disponibles.

Il existe d'autres options que celle du chauffage pour l'utilisation du gaz naturel, spécialement comme charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique. Le gaz naturel peut être converti, entre autres choses, en méthanol pour les moteurs à essence et à diesel. Le méthanol lui-même peut aussi être transformé en essence. De tels carburants sont très chers et il est probable qu'ils seront relativement beaucoup plus rares que les autres produits pétroliers.

La Ontario Research Foundation a effectué des essais importants et prolongés avec un camion à moteur diesel-méthanol. Le pourcentage élevé de méthanol qui peut s'élever à un tiers pourrait probablement s'accroître sous peu. Une étude récente menée aux États-Unis¹ prévoit que, dans les vingt prochaines années, le taux de croissance du méthanol sera plus élevé que ceux des autres carburants liquides en général.

Le gaz naturel est la matière la moins chère pour la production du méthanol et il semble que des carburants de transport synthétiques canadiens dérivés du gaz naturel seront probablement moins chers que les carburants synthétiques américains dérivés de la liquéfaction du charbon. Il faut toutefois reconnaître que d'immenses quantités de méthane sont actuellement brûlées dans les principaux gisements pétroliers du monde et que, si les producteurs du Moyen-Orient décidaient que les avantages à tirer de cette importante source perdue d'énergie étaient tels que la transformation de ce produit en méthanol était justifié, le gaz naturel canadien ferait alors face à une vive concurrence en tant que produit de base.

NOTES DU CHAPITRE CINQ

1. Source : Cook, Paul A.C. et Gilbert M. Rodgers, *Methanol Demand and Supply: New Technological Alternatives*, Compte rendu de la 9^e conférence

sur la technologie de l'énergie, du 16 au 18 février 1982, Government Institutes Inc. Washington (D.C.).

CHAPITRE SIX : UNE CONCEPTION FÉDÉRALE DU CHAUFFAGE HYBRIDE

La conception que l'on entretient actuellement à l'égard de l'utilisation de l'énergie en général, et de celle de l'électricité en particulier, a pris naissance à une époque où les approvisionnements semblaient pratiquement inépuisables. Le pétrole brut était sûr et bon marché et les taux d'intérêt étaient faibles. Dans ces circonstances, rien n'incitait à considérer les systèmes hybrides et leurs avantages. Toutefois, depuis la crise du pétrole du Moyen-Orient au début des années 70, l'approvisionnement en pétrole est devenu incertain et, malgré la baisse récente par rapport à des sommets jamais atteints auparavant, le prix de ce produit a été décuplé bien des fois. Les prix des autres formes d'énergie ont aussi augmenté sensiblement, suivant en cela ceux du pétrole. Sont venus s'ajouter des taux d'intérêt élevés et une inflation continue qui ont rendu plus important que jamais le fait de veiller à ce que le système énergétique global du Canada soit exploité de la façon la plus efficace, pour éviter que les marchés de capitaux ne subissent des pressions indues. Toutefois, puisque cette évolution est si récente, il n'est pas étonnant qu'on commence seulement à apprécier les possibilités du chauffage hybride et que les politiques, les programmes et les mesures favorisant sa promotion n'aient été mis de l'avant que récemment.

Le "Programme bi-énergie" d'Hydro-Québec a été rendu public le 1^{er} novembre 1982. Comme nous l'avons signalé précédemment, il offre de fortes incitations financières pour adjoindre des éléments chauffants à commande thermostatique dans la chambre d'air chaud des générateurs au mazout, dans les maisons unifamiliales. Les services d'électricité prévoient convertir 28 000 foyers au chauffage hybride électricité-mazout en 1983 et encore 48 000 en 1984. Ontario Hydro a aussi annoncé, le 28 mars 1983, un programme visant à encourager l'adoption du chauffage hybride électricité-mazout par l'adjonction d'éléments chauffants dans la chambre d'air chaud des générateurs.

Le gouvernement fédéral devrait accueillir favorablement les mesures prises par Hydro-Québec et Ontario Hydro. Dans le cas du Québec, on pourrait épargner au moins 672 000 barils de pétrole durant la saison de chauffage 1983-1984 et 1 824 000 barils en 1984-1985. (On ne connaît pas encore les prévisions relatives à la conversion et les économies de mazout qui en résulteront pour l'Ontario). En outre, les dispositifs de transfert à commande thermostatique qui sont installés à l'équipement de chauffage des résidences particulières peuvent facilement être adaptés à des dispositifs de transfert télécommandés par la compagnie de services publics après que Hydro-Québec et Ontario Hydro les auront adoptés.

À court terme : 1° le consommateur peut convertir son système au chauffage hybride à très peu de frais et recourir à l'électricité qui est moins chère que le pétrole pour la majorité de ses besoins; 2° Hydro-

Québec et Ontario Hydro augmenteront leurs ventes considérablement durant les périodes hors pointe lorsqu'un surplus d'électricité peut être produit à peu de frais; 3° les importations canadiennes de pétrole diminueront de façon significative, de même que les paiements d'indemnisation des importateurs de pétrole qui leur sont liés; 4° Hydro-Québec et Ontario Hydro n'auront pas à accroître la taille de leurs centrales pour répondre aux périodes de pointe de la demande.

À long terme : 1° le consommateur du Québec profitera de tarifs préférentiels hors pointe pour l'électricité; 2° Hydro-Québec et, si elle le désire, Ontario Hydro seront en mesure d'éliminer les périodes de pointe de la demande du chauffage tout à l'électricité; 3° les importations canadiennes de pétrole diminueront encore davantage; et 4° les pressions qu'exerceront Hydro-Québec et Ontario Hydro sur les marchés de capitaux seront moindres qu'elles ne l'auraient été autrement.

L'industrie du gaz naturel peut donc s'attendre à perdre, au profit de l'électricité, une part importante des gains qu'elle avait anticipé réaliser sur les marchés du chauffage résidentiel au Québec et en Ontario; c'est là un problème sur lequel il faudra se pencher.

Par suite de l'utilisation plus efficace des systèmes énergétiques du Canada, le chauffage hybride électricité-mazout contribuera à maintenir à la baisse le prix de l'énergie au Canada par rapport aux prix en vigueur dans les autres pays; le secteur industriel profitera ainsi d'une compétitivité accrue et notre capacité de pénétrer les marchés étrangers se trouvera augmentée. Un tel avantage nous échoit principalement à cause de la disponibilité au Canada de quantités importantes d'électricité de charge minimale, à bon marché : il ne peut donc être partagé que par les pays qui disposent des mêmes ressources, ce qui nous donne la préséance sur la plupart de nos concurrents sur les marchés étranger.

En résumé, l'adoption accélérée et généralisée du chauffage hybride électricité-mazout dans les foyers canadiens auraient les effets suivants : 1° aider à atteindre la sécurité nationale des approvisionnements en énergie et l'autosuffisance en réduisant rapidement la dépendance du Canada à l'égard du pétrole importé (les chauffe-air d'adjonction permettent de réduire de 80 à 95 p. 100 la quantité de pétrole consommée auparavant); 2° dégager le trésor fédéral des paiements considérables d'indemnisation à verser aux importateurs de pétrole (et, en conséquence, dispenser le gouvernement fédéral de la nécessité de lever les sommes correspondant à ces paiements); 3° permettre aux services d'électricité d'augmenter sensiblement leurs ventes de l'électricité produite par les centrales existantes; 4° reporter à plus tard la nécessité d'investir dans de nouvelles installations de production, de transport et de distribution d'électricité; 5° contribuer à maintenir au plus bas le coût du chauffage pour les consommateurs, *pourvu que*

les tarifs s'appliquant aux périodes hors pointe soient établis à des niveaux appropriés; 6° offrir aux fabricants canadiens de produits électriques des possibilités d'expansion industrielle; et 7° donner à l'industrie canadienne un avantage concurrentiel relatif sur le marché du commerce mondial par le biais des prix plus bas de l'énergie qui accompagneraient l'utilisation plus efficace des systèmes de production de l'électricité. Toutefois, le chauffage hybride pourrait faire perdre des ventes aux producteurs et aux services de gaz naturel si de nouveaux marchés n'étaient pas ouverts au gaz naturel et

il pourrait également signifier une activité économique réduite dans les industries qui soutiennent la distribution de gaz naturel.

Bref, en se fondant sur les meilleures projections disponibles de coûts, les données expérimentales et les séries de tests actuels, la présente étude tire la conclusion suivante, à savoir que le système hybride électricité-mazout offre, parmi les divers moyens de chauffage possibles, la plus grande efficacité énergétique et les plus grands avantages financiers pour le Canada.

ANNEXE I

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE TERRE-NEUVE

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 1 600 MW
- b) Pourcentage du chauffage total au mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 70 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'usage des systèmes de chauffage hybride:

Le potentiel hors pointe de la Newfoundland Power est indéterminé à l'heure actuelle. L'île de Terre-Neuve utilise une combinaison d'électricité hydraulique et thermique (essentiellement des centrales au mazout). Il peut exister des limites à la capacité hydro-électrique à part celles que nous indiquons. Il y a toutefois déjà des plans pour une interconnexion importante entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve qui rendrait possible l'utilisation de la capacité et du potentiel abondants du Labrador dans l'île.

- d) Observations:

La province consomme beaucoup de mazout — 77 p. 100 de toute son énergie secondaire. Le potentiel électrique est calculé sur la base du réseau interconnecté seulement (c.-à-d. qu'il ne comprend pas les centrales du Labrador consacrées à la consommation à l'extérieur de la province).

FIGURE 17

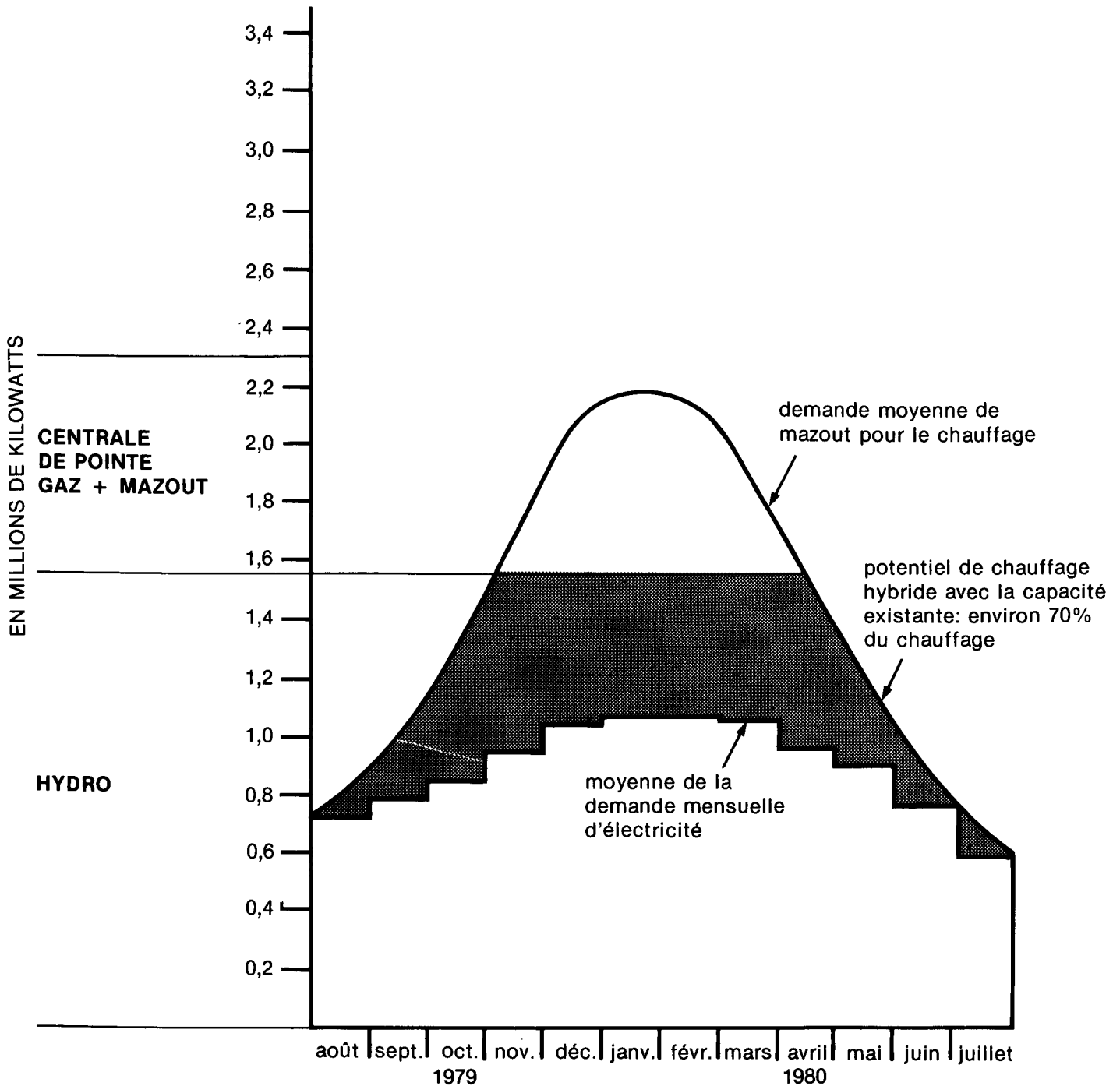
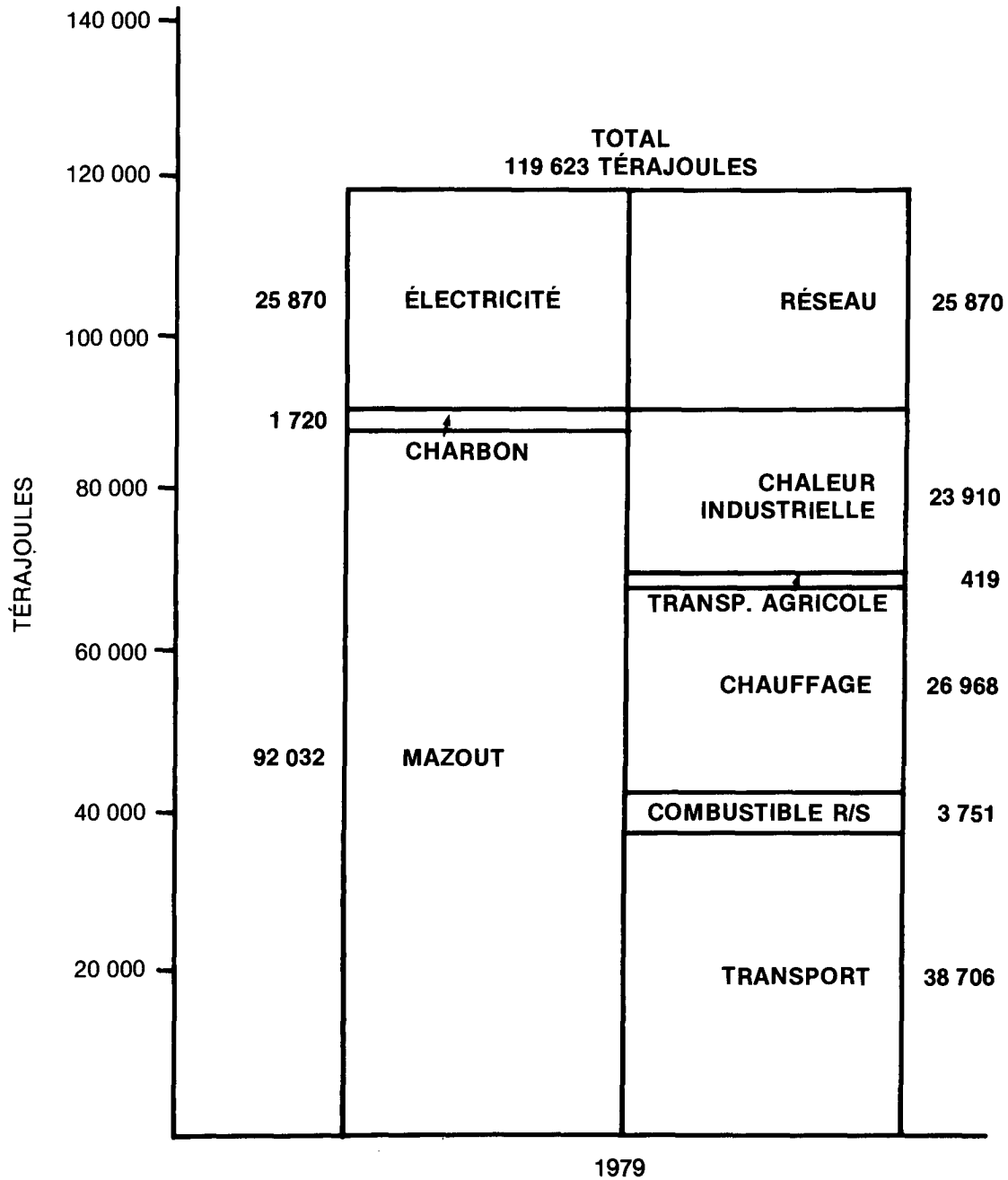
POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE MAZOUT-ÉLECTRICITÉ À
TERRE-NEUVE, 1979-1980

FIGURE 18

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE À TERRE-NEUVE



ANNEXE II

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 850 MW
- b) Pourcentage du chauffage total au mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 11 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'usage des systèmes de chauffage hybride :

Les centrales de charge minimale de la province sont alimentées au mazout et pourraient être graduellement converties au charbon, qui convient au chauffage hybride.
- d) Observations :

Pour son énergie secondaire, la province dépend de l'approvisionnement en mazout à 78 p. 100.

FIGURE 19

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE MAZOUT-ÉLECTRICITÉ
EN NOUVELLE-ÉCOSSE, 1979-1980

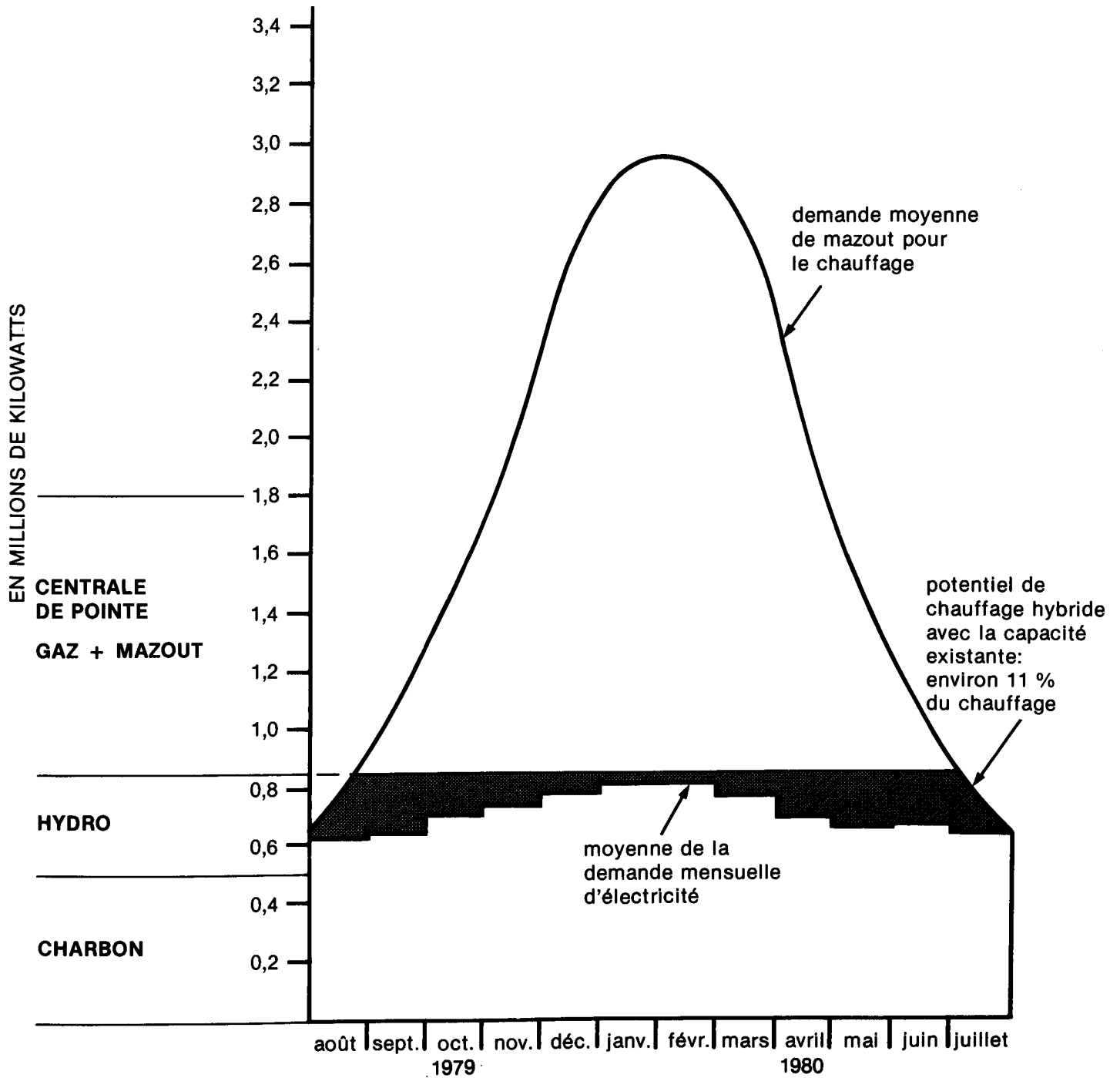
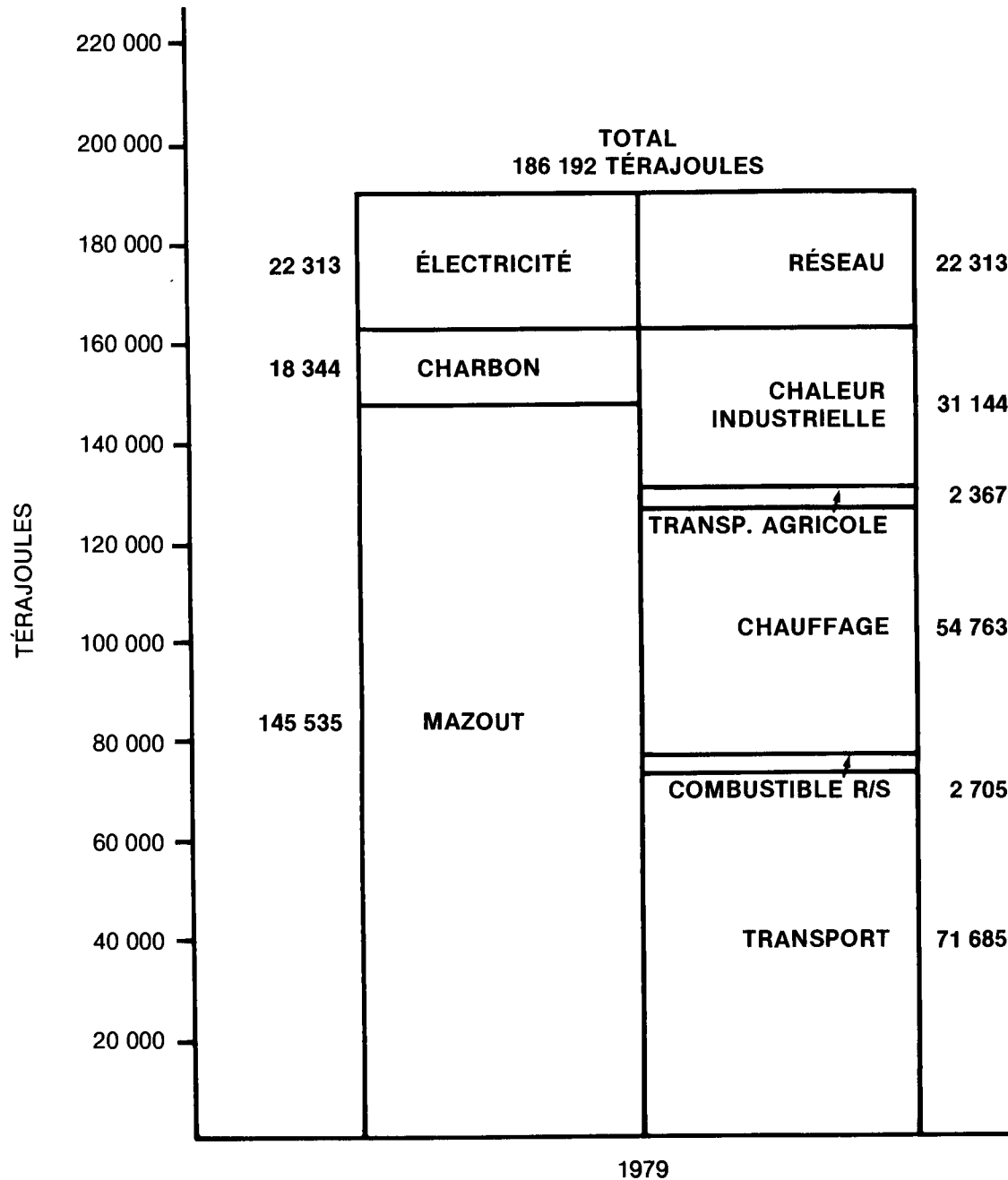


FIGURE 20

**ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE EN NOUVELLE-ÉCOSSE**



ANNEXE III

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU NOUVEAU-BRUNSWICK (Y COMPRIS L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD)

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 1 100 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 18 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Bien que la capacité de charge minimale non alimentée au mazout était insuffisante dans la province en 1979, la charge minimale supplémentaire du réacteur CANDU de Pointe-Lepreau accroîtra sensiblement le potentiel du système hybride. En mars 1983, le réacteur a atteint 95 p. 100 de sa capacité. De plus, Énergie N.-B. a récemment converti au charbon sa plus grande centrale au mazout. Ces facteurs ont probablement amélioré le potentiel de 1983 du chauffage hybride à 80 p. 100.

- d) Observations :

La province dépend beaucoup de son approvisionnement en mazout : 82 p. 100 de l'énergie secondaire.

FIGURE 21

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT
AU NOUVEAU-BRUNSWICK, 1979-1980

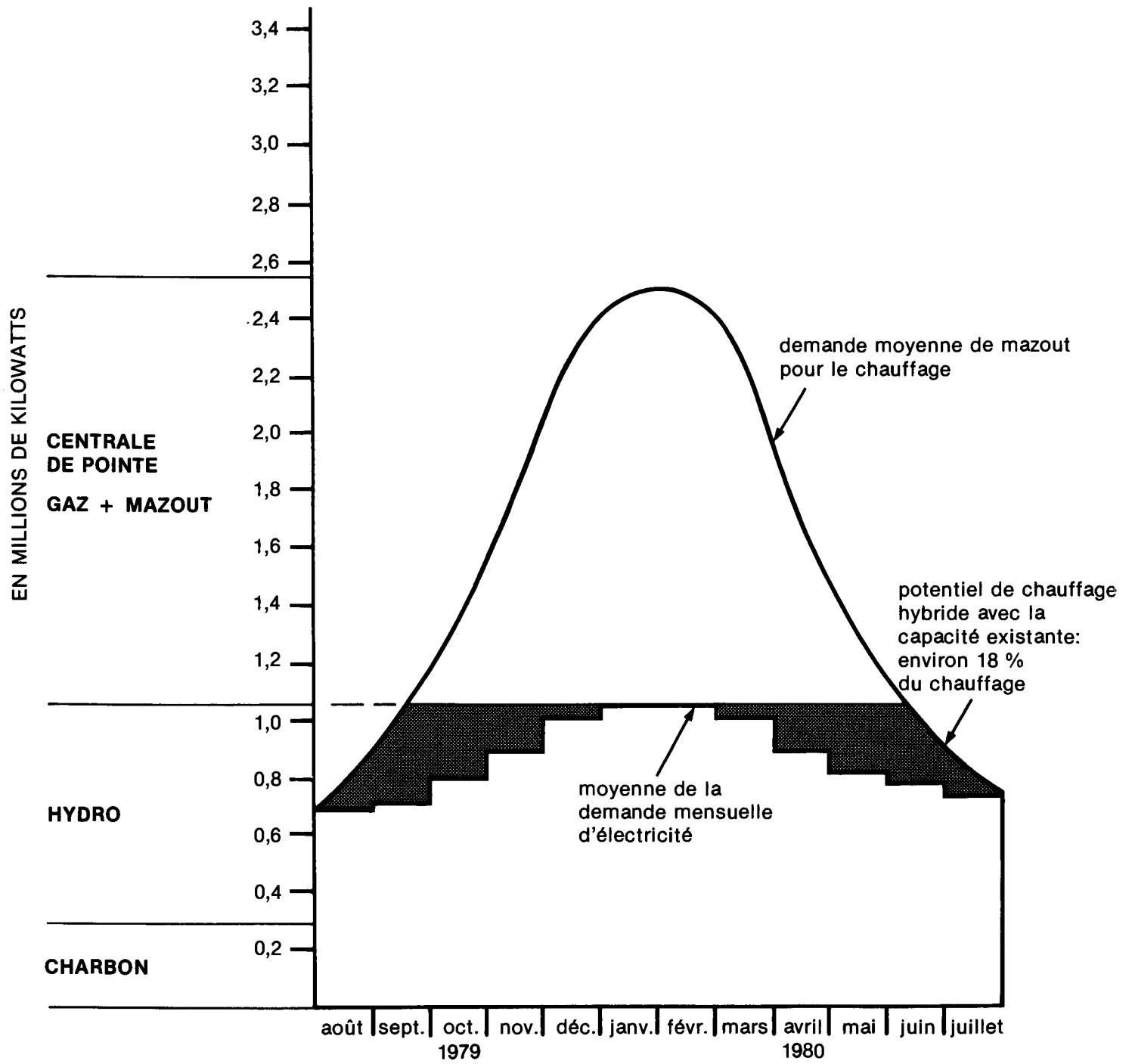
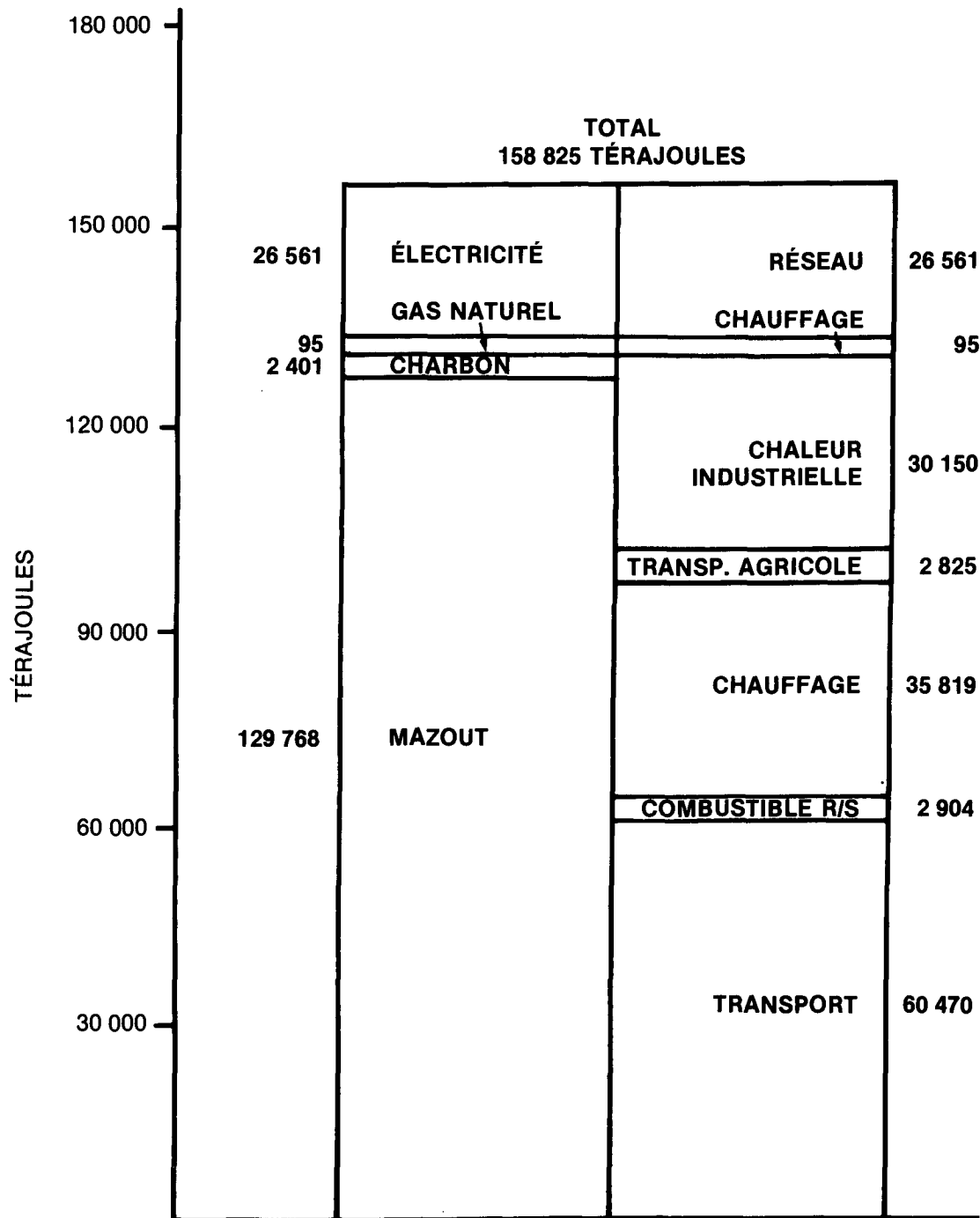


FIGURE 22

**ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE AU NOUVEAU-BRUNSWICK**



1979

ANNEXE IV

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE QUÉBEC

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 19 000 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 75 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Les systèmes bi-énergie sont une solution idéale pour Hydro-Québec dont les grands réservoirs hydrauliques peuvent produire d'importants surplus d'électricité.

- d) Observations :

Hydro-Québec a établi un important programme de stimulation du chauffage hybride qui comprend des subventions non imposables pouvant atteindre 650 \$ qui, combinées à des subventions du PCRP fédéral, réduisent en fait les coûts de conversion à zéro. Hydro-Québec a également élaboré une structure tarifaire expérimentale pour un système de type Hybride II, le tarif "E". Plusieurs fabricants sont situés au Québec. Hydro-Québec a reçu plusieurs dizaines de milliers de demandes pour son "Programme bi-énergie", ce qui est considéré comme une très grande réussite.

ANNEXE V

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ONTARIO

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 21 500 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 90 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Ontario Hydro ajoutera des centrales à charge minimale (CANDU) à sa capacité, ce qui réduira à long terme le coût de l'électricité pour les systèmes hybrides.

- d) Observations :

Le service a fait de nombreuses expériences de chauffage hybride à travers la province et vient d'annoncer un programme visant à encourager les consommateurs à convertir leur système de chauffage au mazout à un système hybride électricité-mazout. En vertu de ce programme, toute personne intéressée peut recevoir une subvention non imposable de 200 \$ (en sus de la subvention du PCRFP fédéral) pour compenser les coûts de la conversion. Parce qu'elle a établi ses propres normes relatives aux chauffe-air d'adjonction et qu'elle a fait fonction d'entrepreneur principal, Ontario Hydro a, en fait, fixé les coûts de la conversion à 1 040 \$ par installation. Il en résulte donc un coût direct pour le consommateur de seulement 320 \$.

ANNEXE VI

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU MANITOBA

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 4 000 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 96 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

En général, le service provincial dispose de grands réservoirs d'eau derrière les barrages pour la production des charges minimales, mais une grande partie de l'électricité hors pointe est vendue à d'autres services. De plus, il achète de l'électricité des autres services aux périodes de pointe de la demande.

- d) Observations :

Dans le cadre du projet du MEST, une enquête sur les interconnexions de la Société manitobaine d'hydro-électricité et leurs répercussions sur le chauffage hybride a été exécutée par un bureau d'experts-conseils de Winnipeg. Leurs conclusions figurent dans le rapport du MEST.

FIGURE 23

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT
AU MANITOBA, 1979-1980

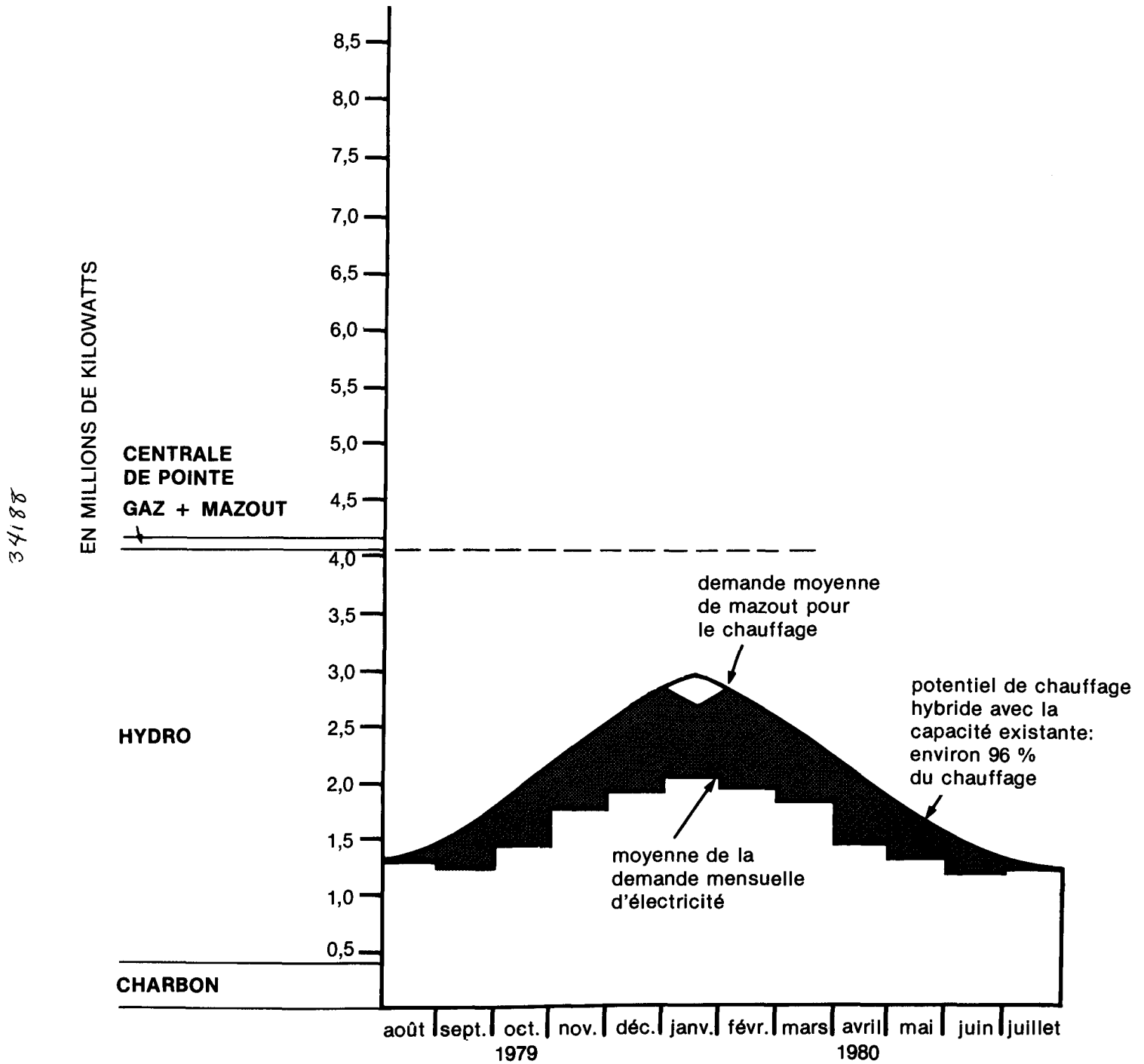
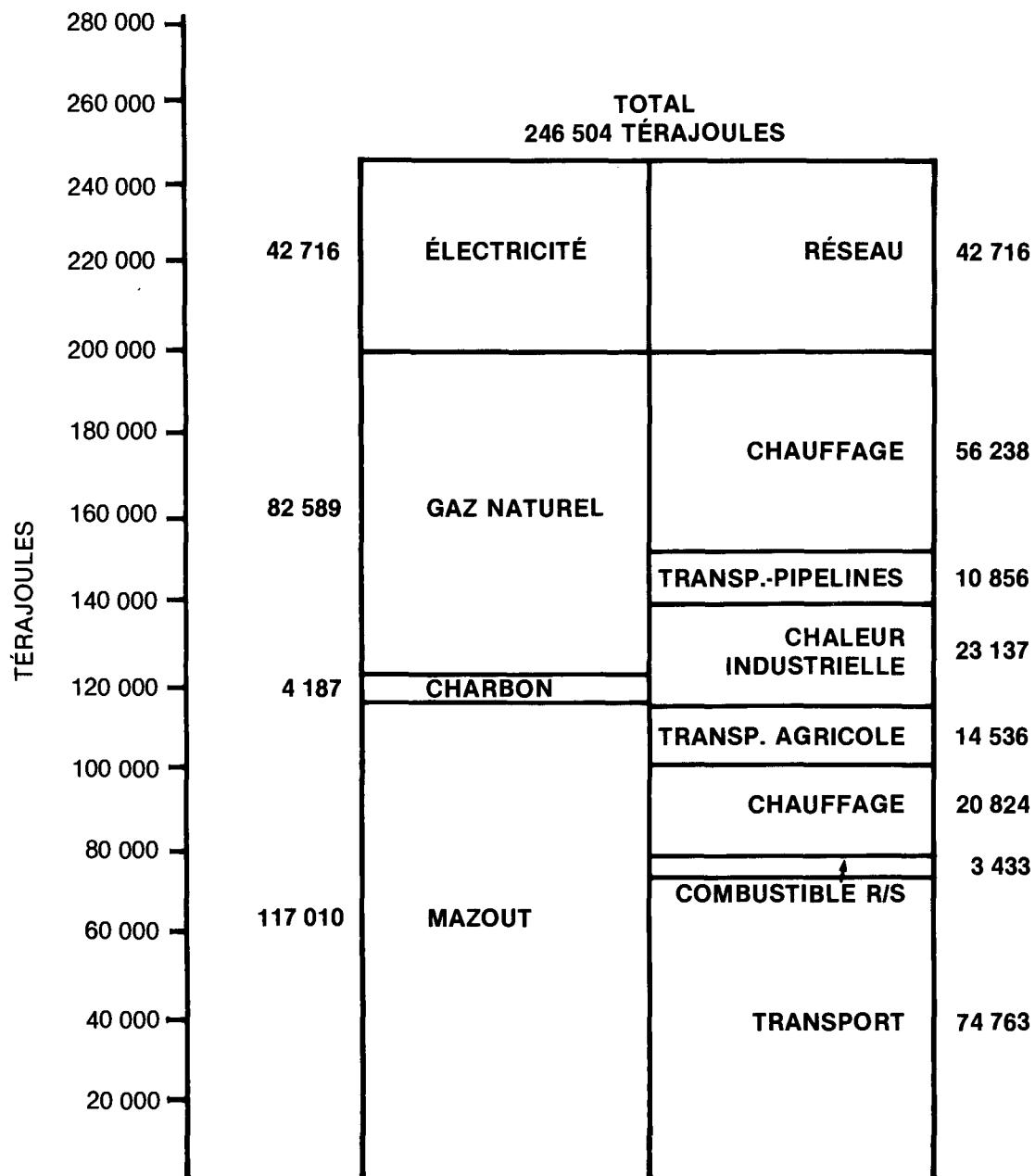


FIGURE 24

**ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE AU MANITOBA**



1979

ANNEXE VII

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA SASKATCHEWAN

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 1 700 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 70 p. 100.

- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Une grande partie des locaux urbains en Saskatchewan sont chauffés au gaz naturel, dont le coût est peu élevé, bien que, dans les zones rurales, un grand nombre de bâtiments sont encore chauffés au mazout.

- d) Observations :

La Saskatchewan Power and Light s'intéresse au chauffage hybride et se garde au courant des activités des autres services dans ce domaine.

FIGURE 25

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT
EN SASKATCHEWAN, 1979-1980

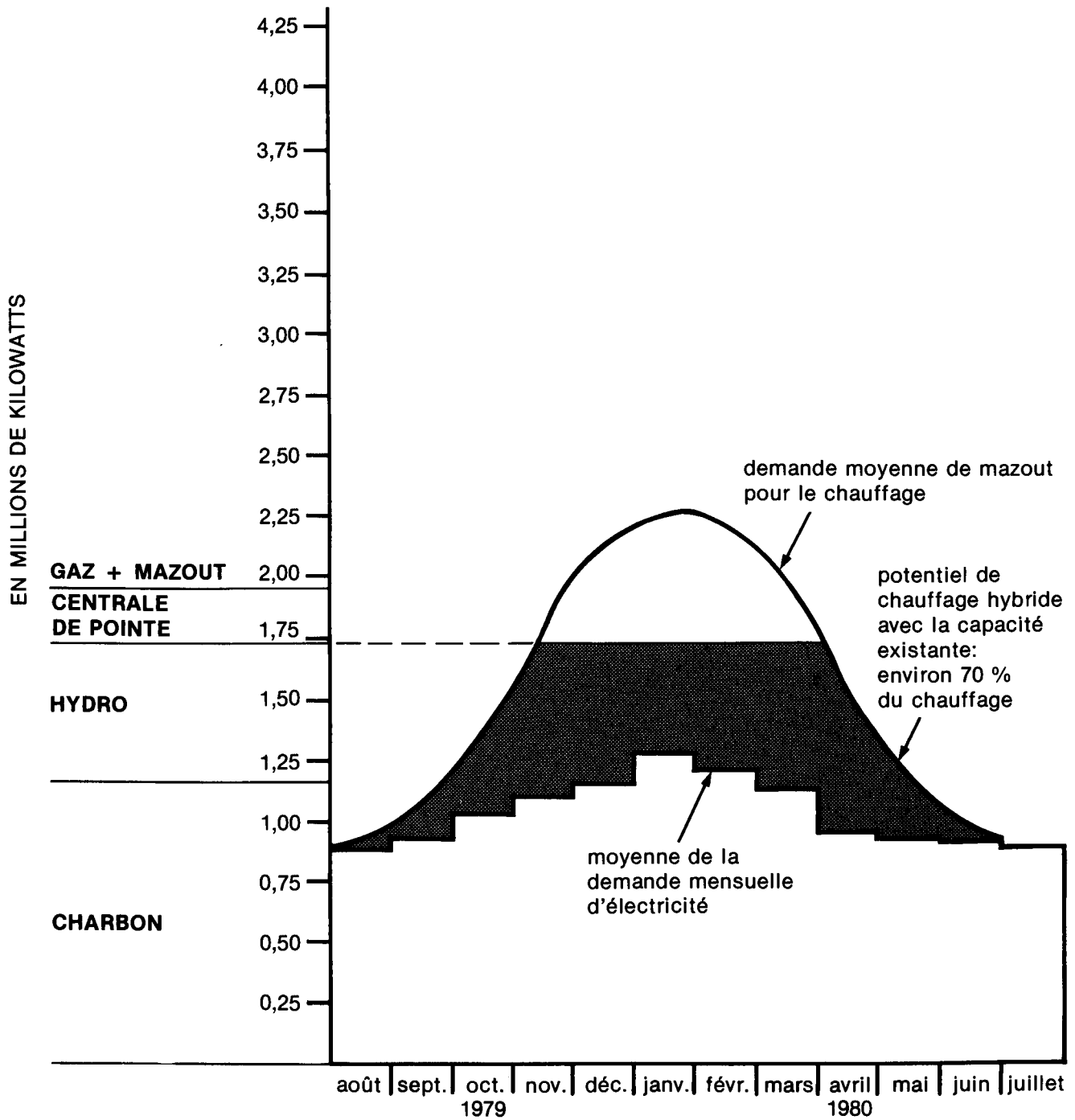
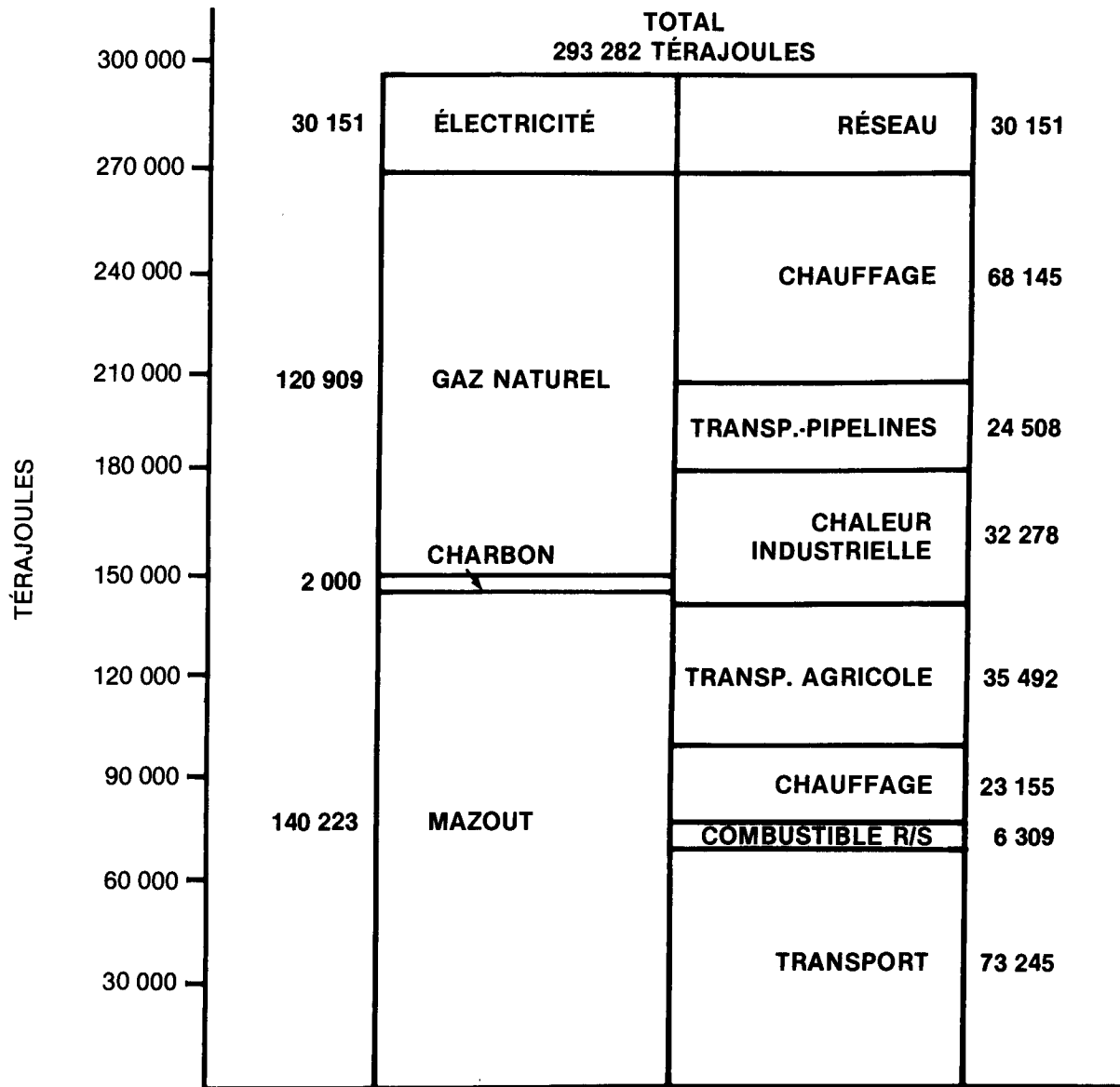


FIGURE 26

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE EN SASKATCHEWAN



1979

ANNEXE VIII

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ALBERTA

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 3 500 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 90 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :
Une grande partie des locaux albertains sont chauffés au gaz naturel bon marché extrait en Alberta.

d) Observations :

Les projets futurs de l'Alberta comportent la construction d'une centrale à charge minimale qui permettrait à la province d'utiliser le chauffage hybride pour économiser ses réserves de combustibles fossiles.

FIGURE 27

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT
EN ALBERTA, 1979-1980

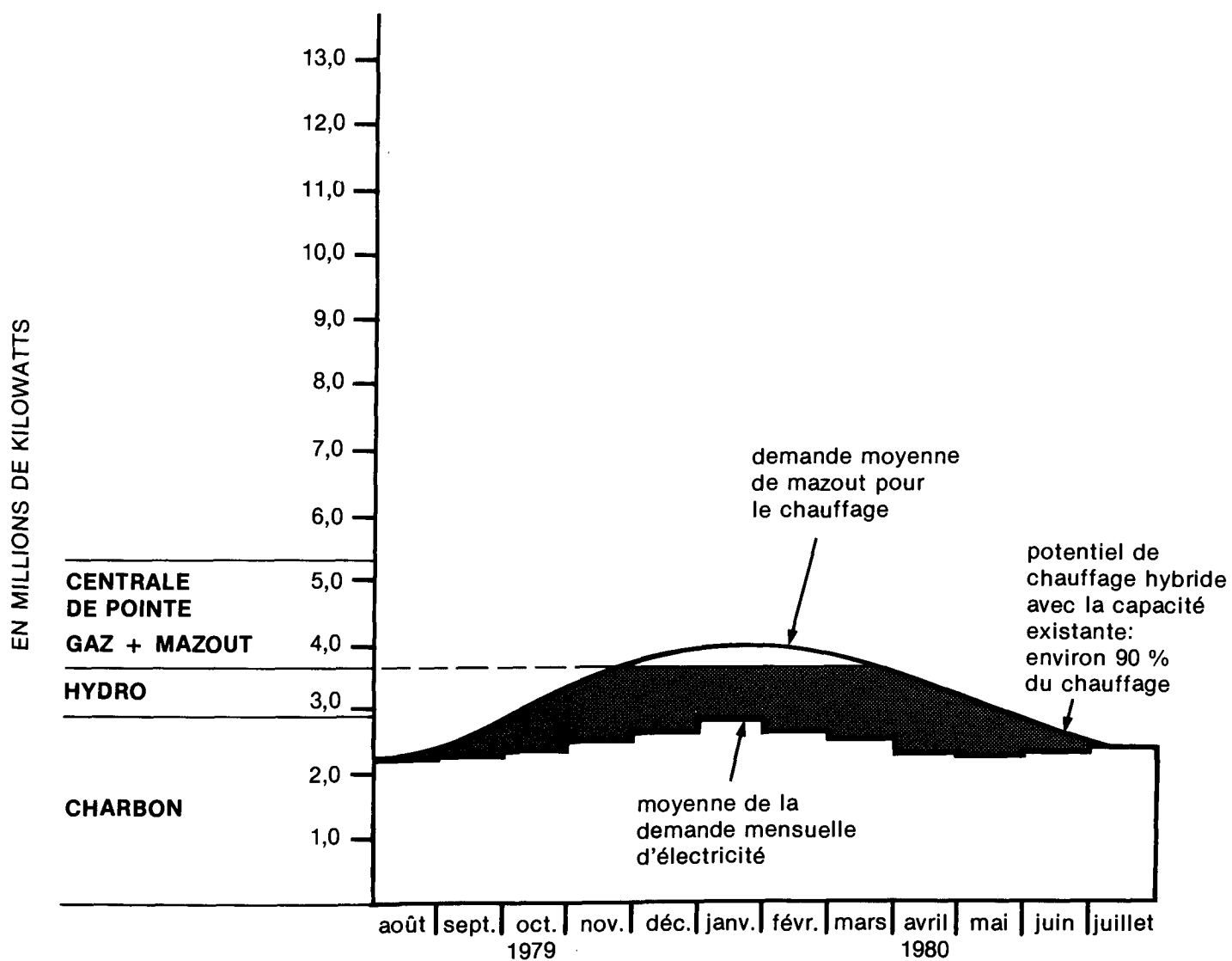
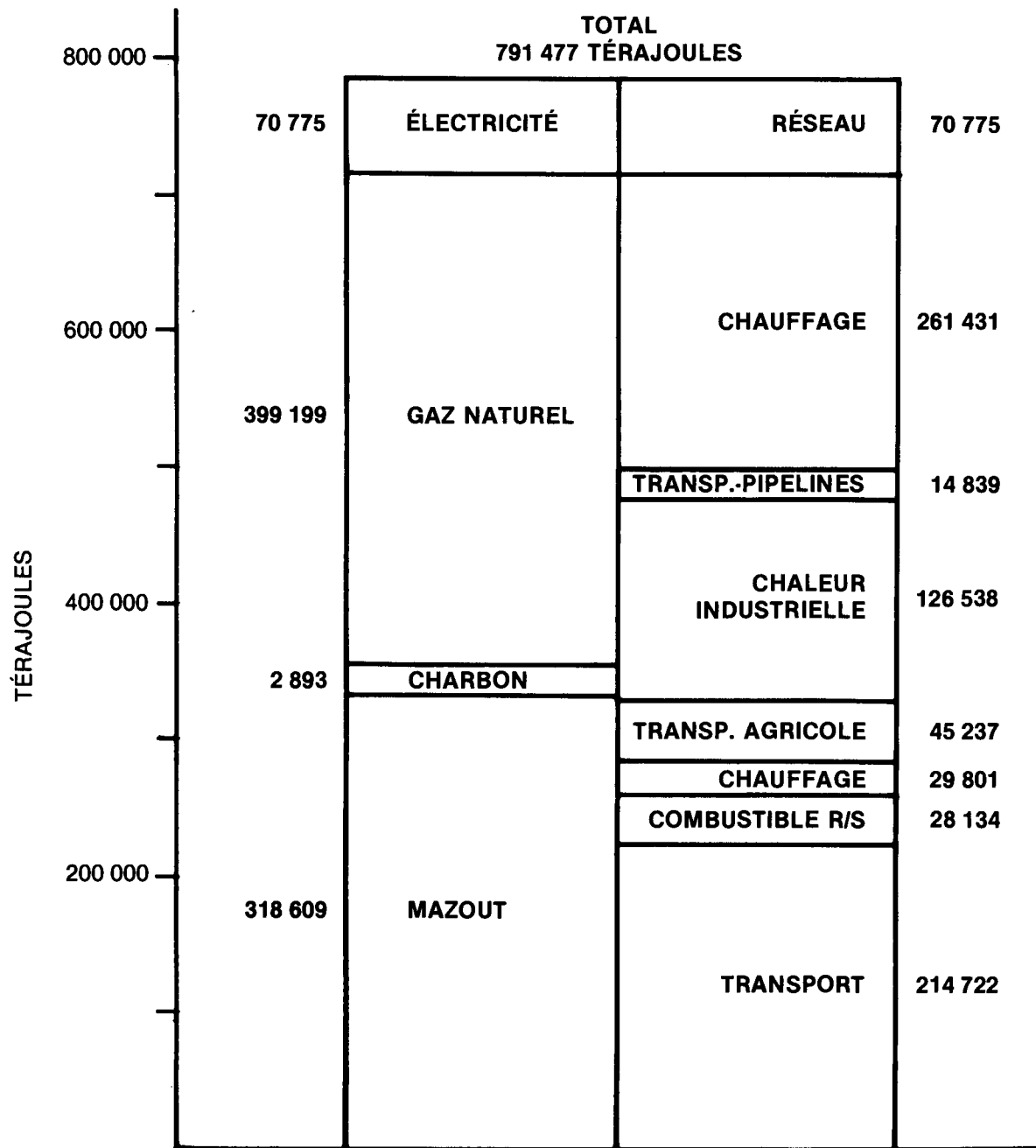


FIGURE 28

**ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE EN ALBERTA**



1979

ANNEXE IX

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 6 100 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 96 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

La Colombie-Britannique a connu des problèmes de débit dans ses cours d'eau. Ces problèmes pourraient se produire à nouveau. Cette situation tend à favoriser l'adoption de systèmes hybrides afin de fournir des combustibles de complément durant les années de sécheresse. La technologie CANDU pourrait éviter ce problème.

- d) Observations :

Le climat tempéré d'une bonne partie des régions urbaines de la Colombie-Britannique peut rendre attrayante l'option des pompes à chaleur. Le potentiel du chauffage hybride dans l'île de Vancouver est grand, parce qu'on y chauffe actuellement surtout au mazout. On a commencé du travail expérimental dans un projet financé dans le cadre des recherches du MEST.

FIGURE 29

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT
EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, 1979-1980

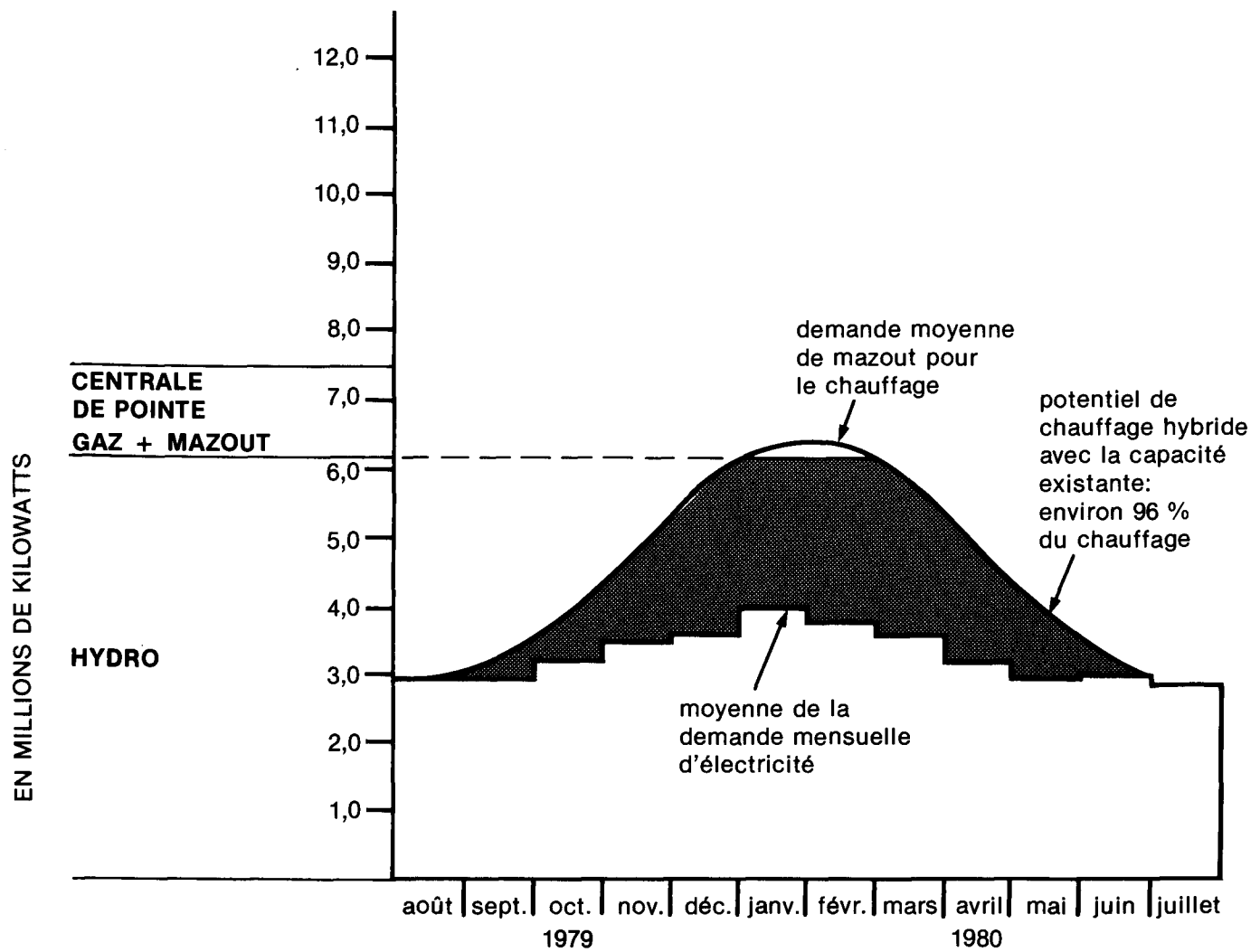
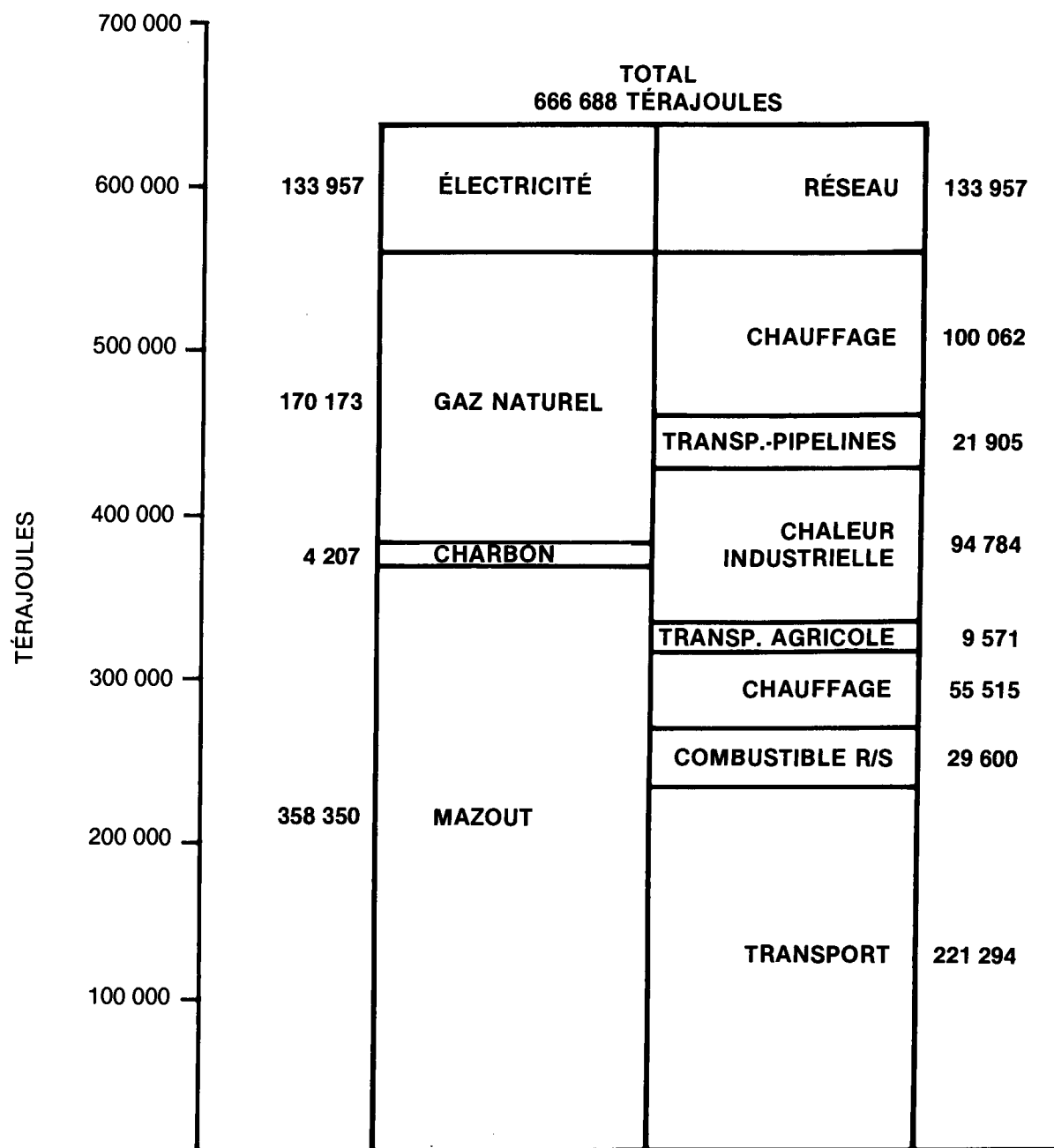


FIGURE 30

**ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA
DEMANDE D'ÉNERGIE EN COLOMBIE-BRITANNIQUE**



1979

ANNEXE X

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LE YUKON

- a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) réseau connecté seulement : 58 MW
- b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité dans les systèmes hybrides. Régions servies par le réseau connecté seulement : 1979, 45 p. 100.
- c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Seule une partie relativement petite du territoire possède un réseau d'électricité alimenté par une centrale qui n'utilise ni le mazout ni le gaz (hydraulique). L'appoint d'électricité pourrait être augmenté, mais à cause de la faible population, cette augmentation serait très coûteuse.
- d) Observations :

Le Yukon dépend beaucoup de l'approvisionnement en mazout. Les systèmes hybrides pourraient être installés dans la région, mais il faudrait agrandir le réseau connecté à un coût considérable.

FIGURE 31

**POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT
AU YUKON: ZONES URBAINES PRINCIPALES SEULEMENT
(RÉSEAU INTERCONNECTÉ)**

