ENERGIES DE REMPLACEMENT

CHAMBRE DES COMMUNES
CANADA

RAPPORT DU
COMITE SPECIAL DE L'ENERGIE
DE REMPLACEMENT DU PETROLE

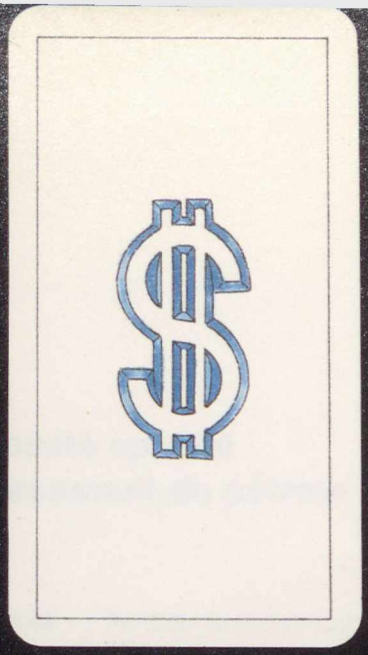
CHAMBRE DES COMMUNES
CANADA

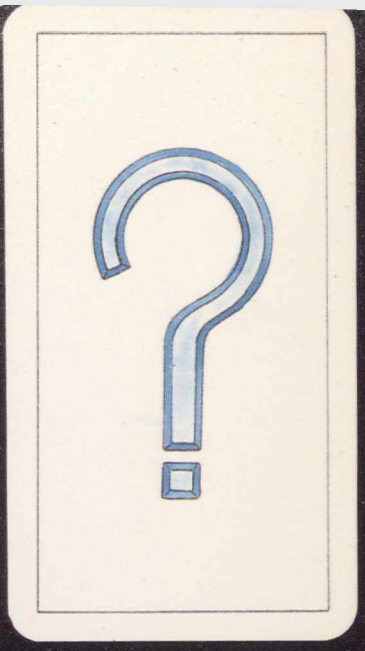
LES ÉNERGIES DE REMPLACEMENT

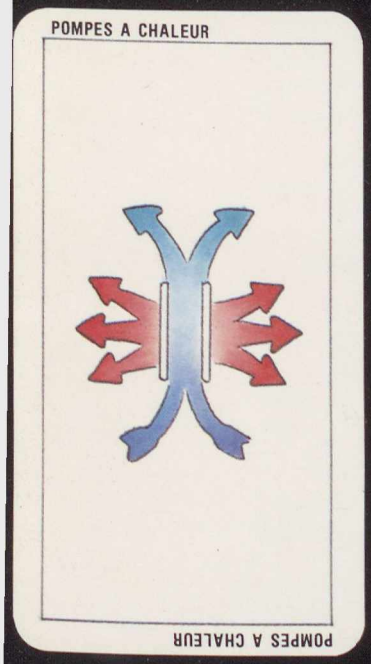
Rapport du
Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole
présenté au Parlement du Canada

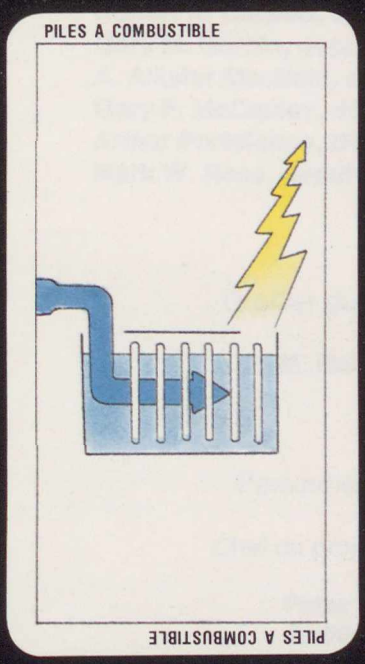

FUSION
ENERGIE DES OCEANS
GEOTHERMIE
ENERGIE EOLIENNE
BIOMASSE
ENERGIE SOLAIRE
CONSERVATION
ENERGIES DE

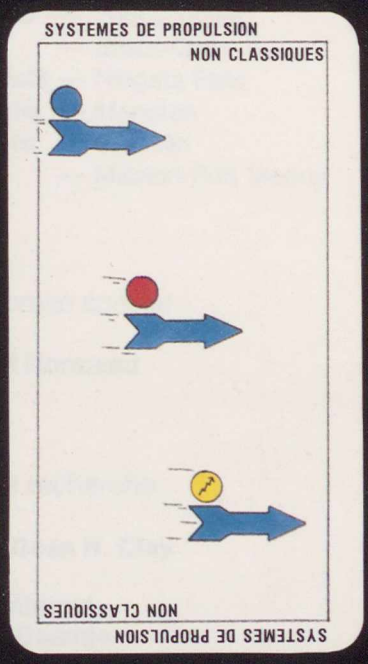
REMPLACEMENT

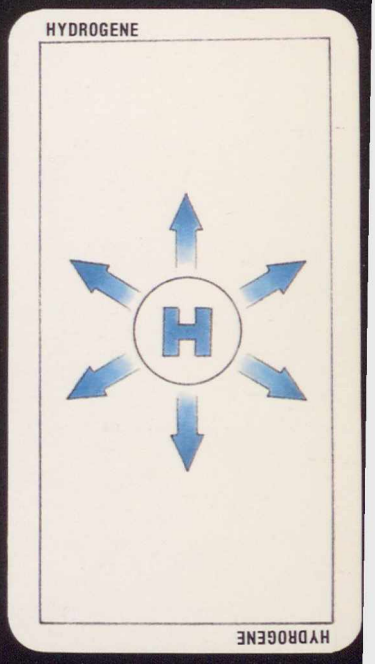


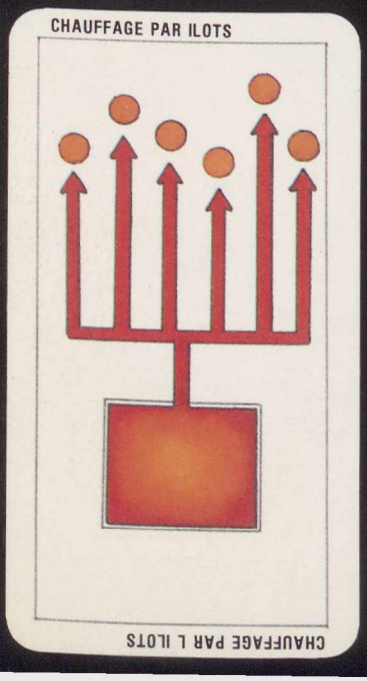


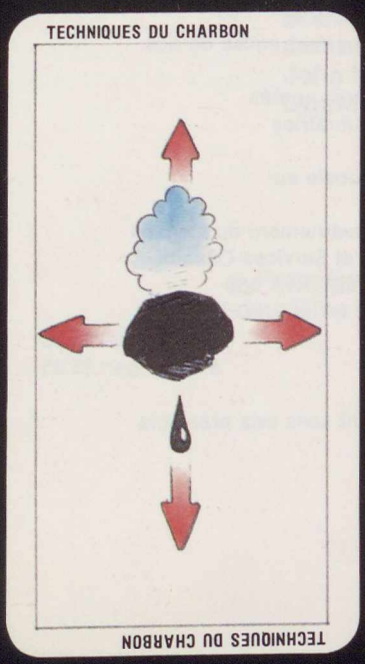


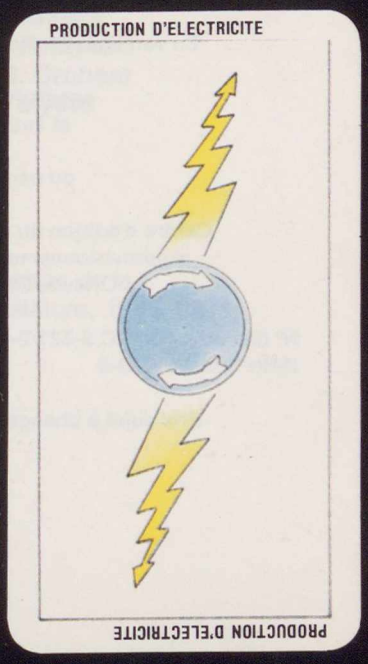












En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste au:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa, Canada, K1A 0S9

N° de catalogue XC 2-321/2-01F
ISBN 0-660-90723-2

Canada: $4.95
à l'étranger: $5.95

Prix sujet à changement sans avis préalable

Membres du Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole

Président: **Thomas H. Lefebvre, député** — Pontiac-Gatineau-Labelle

Robert A. Corbett, député — Fundy-Royal
Gary M. Gurbin, député — Bruce-Grey
A. Allister MacBain, député — Niagara Falls
Gary F. McCauley, député — Moncton
Arthur Portelance, député — Gamelin
Mark W. Rose, député — Mission-Port Moody

Greffier du Comité spécial

J. M. Robert Normand

Personnel de recherche

Chef du projet: **Dean N. Clay**

Peter T. Alward
Judith E. Beange
John R. DeGrace
Brenda J. Dyack
James F. Follwell
John E. S. Graham
Lynne C. Myers

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981

Le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole a l'honneur de présenter son

TROISIÈME RAPPORT

Conformément à son ordonnance constitutive du vendredi 23 mai 1980, le Comité a étudié les questions suivantes:

Qu'un Comité spécial de la Chambre des communes, devant comprendre sept membres qui seront nommés ultérieurement, sera créé pour agir en qualité de Groupe de travail parlementaire sur la question de l'énergie de remplacement du pétrole dans le but d'étudier l'utilisation de sources d'énergie de remplacement telles que le «gazohol», le charbon liquéfié, l'énergie solaire, le méthanol, l'énergie éolienne et marémotrice, la biomasse et le propane comme combustibles de chauffage et carburants, et d'en rendre compte en accordant une attention particulière à leur faisabilité, à leur incidence sur la balance des paiements et à leur désirabilité économique globale.

Que le Comité soit investi de tous les pouvoirs conférés aux Comités permanents en application de l'article 8 du règlement nº 65 de la Chambre des communes.

Que le Comité ait le pouvoir de retenir les services d'experts, de spécialistes, de techniciens et de commis, ainsi qu'il le jugera nécessaire.

Que le Comité, ses sous-comités et les membres du Comité aient le pouvoir, ainsi qu'en décidera le Comité, de transporter les séances à un autre endroit ou de se déplacer d'un endroit à l'autre, tant au Canada qu'à l'étranger et, s'il y a lieu, que le personnel nécessaire accompagne le Comité, ses sous-comités ou les membres du Comité selon le cas.

Que les dispositions des articles (4) et (9) du règlement nº 65 de la Chambre des communes ne s'appliquent pas au Comité, à moins que ledit Comité n'en convienne autrement.

Que, nonobstant les pratiques en usage à la Chambre, si la Chambre ne siège pas lorsqu'un rapport provisoire ou final du Comité est terminé, le Comité puisse rendre public ledit rapport avant qu'il ne soit déposé devant la Chambre, mais que dans tous les cas le Comité présente son rapport final devant la Chambre au plus tard le 19 décembre 1980.

REMARQUE: La Chambre des communes a prolongé ce mandat tout d'abord jusqu'au 31 mars et ensuite jusqu'au 15 mai 1981, à la demande du Comité.

REMERCIEMENTS

Au cours des dix derniers mois, le Comité spécial a fait appel au concours d'un grand nombre de personnes. Nous désirons ici exprimer nos remerciements en termes généraux puisque le nom des personnes qui ont appuyé les travaux du Comité ou qui y ont contribué est mentionné dans les diverses annexes.

Nous voulons tout d'abord remercier les particuliers et les organisations qui, dans tout le Canada, sont venus témoigner ou qui nous ont fourni des renseignements ou des opinions. Les membres du Comité et le personnel de recherche s'en sont beaucoup rapportés aux idées qu'ils ont exprimées.

Les gouvernements des dix provinces et des territoires du Yukon et du Nord-Ouest ont répondu aux invitations que nous leur avons adressées. Nous avons donc bénéficié des points de vue régionaux exposés lors des réunions et nous sommes reconnaissants aux représentants de ces gouvernements d'avoir bien voulu s'adapter au calendrier serré du Comité.

De nombreux organismes et installations nous ont ouvert leurs portes durant nos voyages au Canada et à l'étranger. Ces visites nous ont été très utiles dans le cadre de notre étude et l'hospitalité qui nous a été offerte a compensé les contraintes d'un emploi du temps très chargé. Nous avons pu consulter de nombreuses personnes qui ont donné bien volontiers de leur temps fort précieux.

Le ministère des Affaires extérieures nous fut d'une aide précieuse dans l'établissement d'itinéraires internationaux complexes avec des délais très serrés. Nombreux sont les fonctionnaires de ce Ministère qui ont contribué au succès de l'entreprise du Comité, tant à Ottawa que dans les pays visités. Nous tenons à remercier le ministère de la Défense nationale et le ministère des Transports qui nous ont fourni des avions du gouvernement pour plusieurs de nos déplacements dont certains n'auraient pu se faire autrement.

Le Comité remercie le Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement qui lui a fourni des services professionnels d'un niveau sans précédent ainsi que le Service de consultation et de référence qui a mis les documents de référence à sa disposition. Il convient également de remercier officiellement d'autres services de la Chambre des communes que l'on prend souvent pour acquis, notamment le Service des comptes rendus des comités, la Division des impressions et les services de traduction simultanée. En tenant des audiences publiques à Ottawa et dans l'ensemble du pays et en attachant des annexes techniques à nos *comptes rendus et procès-verbaux,* nous avons imposé un lourd fardeau à ces services et nous sommes plus que satisfaits des résultats obtenus. Il convient également de mentionner tous ceux qui ont assuré les tâches de secrétariat et qui ne se sont jamais laissés abattre, même dans des circonstances parfois astreignantes et difficiles.

Enfin, nous remercions nos familles qui ont supporté avec patience et bonne humeur les demandes excessives que les travaux du Comité ont placées sur notre temps. Nous regrettons que ce temps ne puisse être récupéré maintenant que le rapport est terminé.

TABLE DES MATIÈRES

Préface 1

Organisation de l'étude 3

Réflexion après coup 5

1. Introduction 7

2. Énergie et puissance 13

3. Le système énergétique canadien d'aujourd'hui 19

LA CONSOMMATION CANADIENNE D'ÉNERGIE DANS LE CONTEXTE MONDIAL 23

RESSOURCES ET RÉSERVES D'ÉNERGIE CLASSIQUE 27

1. L'éventail des ressources et des réserves 27
2. Ressources en hydrocarbures 28
3. Ressources hydrauliques 35
4. Ressources en uranium 37

LES FLUX ÉNERGÉTIQUES AU CANADA 39

1. Offre, demande et commerce d'énergie 39
2. La répartition des énergies conventionnelles 40
3. Les artères de distribution 41
4. Considérations d'ordre régional 47
5. Utilisation actuelle de l'énergie de remplacement au Canada 48

ÉVOLUTION DANS LES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES 51

LE PROBLÈME DU PÉTROLE 55

4. Système énergétique canadien de demain 59

ORIENTATION DU DÉVELOPPEMENT 61

1. Conservation et efficacité énergétique 61
2. Sources d'énergie renouvelables et inépuisables 63
3. Préoccupations d'ordre environnemental 63
4. Diversité des approvisionnements énergétiques 67
5. Considérations d'ordre régional 69
6. Préoccupations d'ordre stratégique 72
7. Préoccupations d'ordre social 74

LA PLACE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'HYDROGÈNE DANS L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA 81

COMBUSTIBLES POUR LES TRANSPORTS DE L'AVENIR 87

OUVRIR LA VOIE À UNE ÉCONOMIE FONDÉE SUR L'HYDROGÈNE ET L'ÉLECTRICITÉ 89

5. L'énergie et l'économie 91

INTRODUCTION 93

PRIX DE L'ÉNERGIE 95

1. Le prix de l'énergie dans le passé 95
2. Les futurs prix de l'énergie et ce qu'ils supposent 98

L'ÉCONOMIE DE L'OFFRE, DE LA DEMANDE ET DE LA CONSERVATION DE L'ÉNERGIE 103

1. Définition de la conservation 103
2. Quels facteurs affectent la conservation? 104
3. Objectifs, décisions et politiques de conservation 105
4. Critères de détermination du prix de l'énergie de remplacement et des substituts du pétrole 106
5. La demande, la conservation et les prix 106
6. Retards dans l'adoption de solutions de remplacement 108

ÉNERGIE ET CROISSANCE 109

1. La consommation d'énergie et le produit intérieur brut 109
2. Consommation d'énergie par les producteurs 113
3. Le rôle des nouvelles sources d'énergie et des changements technologiques 113

BALANCE DES PAIEMENTS, COMMERCE DE L'ÉNERGIE ET INVESTISSEMENTS 115

L'ÉNERGIE ET L'EMPLOI 119

STIMULANTS 123

6. Sources, devises et technologies d'énergie de remplacement 129

INTRODUCTION 131

CONSERVATION COMME SOURCE D'ÉNERGIE 133

BIOMASSE 139

1. Les carburants alcoolisés 141
2. Le méthane 146
3. Le bois 149
4. La tourbe 153

TECHNOLOGIES DU CHARBON 157

1. Technologies de combustion 157
2. Technologies de conversion 161

CHAUFFAGE PAR ÎLOT 167

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ 171

1. La production en cycle combiné 171
2. Les centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute et à échelle réduite 175

PILES À COMBUSTIBLE 179

1. Technologie de la pile à combustible 179
2. Avantages et difficultés de l'utilisation des piles à combustible 180
3. Développements internationaux et canadiens 181

FUSION 183

1. La nature de l'énergie de la fusion 183
2. Avantages et difficultés de l'utilisation de l'énergie de la fusion 185
3. Développements internationaux et canadiens 189

GÉOTHERMIE 193

1. La nature de l'énergie géothermique 193
2. Avantages et difficultés de l'utilisation de l'énergie géothermique 194
3. Développements internationaux et canadiens 198

THERMOPOMPES 201

1. Technologie des pompes à chaleur 201
2. Avantages et difficultés de l'utilisation des pompes à chaleur 202
3. Développements internationaux et canadiens 203

HYDROGÈNE 205

1. La nature de l'hydrogène 205
2. Production de l'hydrogène 206
3. Stockage de l'hydrogène 208
4. Transport de l'hydrogène 209
5. Une infrastructure énergétique fondée sur l'hydrogène pour le Canada 210

SYSTÈMES DE PROPULSION 215

1. Le propane 216
2. Gaz naturel comprimé 216
3. Essence synthétique 217
4. Alcools 218
5. Véhicules électriques et véhicules hybrides 220
6. L'hydrogène 223

ÉNERGIE DES OCÉANS 227

1. L'énergie marémotrice 227
2. L'énergie des vagues 233
3. Conversion de l'énergie thermique des océans (CETO) 234

ÉNERGIE SOLAIRE 237

1. Nature de l'énergie solaire 237
2. Les systèmes de chauffage des locaux et de l'eau 238
3. Systèmes de conversion de l'énergie héliothermique en énergie électrique 243
4. Piles photovoltaïques 245
5. L'énergie solaire: une technologie appropriée 247

ÉNERGIE ÉOLIENNE 249

1. Nature de l'énergie éolienne 249
2. Avantages et difficultés de l'exploitation de l'énergie éolienne 250
3. Développements internationaux et canadiens 250

7. Recommandations 253

8. Bibliographie choisie 263

9. Annexes 271

A. UNITÉS ET FORMULES DE CONVERSION 273

B. TÉMOINS ET INTERVENANTS QUI ONT PARTICIPÉ AUX AUDIENCES PUBLIQUES 277

C. TÉMOINS QUI ONT PARU LORS DES RÉUNIONS OFFICIEUSES DU COMITÉ 283

D. AUTRES DOCUMENTS ÉCRITS REÇUS 285

E. DÉPLACEMENTS DU COMITÉ 287

PRÉFACE

La présidence du Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole a présenté un défi considérable mais cependant attrayant. Le fait de travailler étroitement pendant de nombreux mois avec un petit groupe de députés dévoués, appuyés par un personnel professionnel compétent a été une expérience particulièrement enrichissante. Notre mandat est un des plus complexes et des plus techniques jamais confié à un comité de la Chambre et il a fallu aux députés plusieurs mois d'études intenses avant de pouvoir formuler des conclusions et présenter des recommandations.

Nous espérons que notre travail aura démontré qu'un groupe de parlementaires issus de divers horizons, représentant trois partis politiques différents et n'ayant pas la même connaissance de l'énergie, est capable de préparer un rapport complet et crédible pouvant être compris du public canadien.

Au cours des audiences publiques tenues à Ottawa et dans chaque province et territoire, les membres du Comité ont eu l'occasion d'entendre le témoignage de particuliers, de groupes d'intérêt et de représentants des professions libérales, de particuliers, de groupes d'intérêt et de représentants des professions libérales, des grandes et petites entreprises, et des gouvernements. En outre, les représen- ouvert les portes de leurs installations. Nous n'aurions pu mener à bien notre étude sans la coopération et l'aide que nous ont données sans compter toutes ces personnes et nous désirons remercier sincèrement tous ceux qui ont contribué à l'apprentissage du Comité. Nous espérons que notre rapport justifie les efforts qui ont été fournis en notre nom.

Le Comité a dû affronter une avalanche de documents et il n'a pas été facile d'évaluer les opinions et de considérer les informations qu'ils contenaient. De même, il nous a été difficile de rendre compte de façon concise des résultats de notre enquête. Le présent rapport passe en revue la filière énergétique actuelle du Canada et tente, par ses recommandations, d'indiquer de quelles façons il faut sensibiliser le public canadien aux questions des sources d'énergie de remplacement et de la conservation de l'énergie. Nos conclusions, nous l'espérons, convaincront les Canadiens que, si notre pays ne connaît pas aujourd'hui une véritable crise de l'énergie, il n'en reste pas moins qu'il existe un besoin urgent de trouver des solutions appropriées de remplacement du pétrole et d'orienter la filière énergétique du Canada vers des sources d'énergie durables.

Le Canada possède les ressources nécessaires pour être à l'avant-garde de la transition énergétique globale. Pendant le reste du siècle, nous aurons l'occasion non seulement de garantir notre propre avenir énergétique mais aussi d'exporter toute nouvelle technologie mise au point dans le cadre de la réalisation de nos objectifs. Nous savons fort bien que cette transformation de notre filière énergétique ne se fera pas du jour au lendemain et nous avons, dans nos recommandations, essayé d'indiquer l'importance de l'effort requis. Nous restons cependant optimistes que cette tâche peut être accomplie moyennant un effort concerté et un engagement enthousiaste et réaliste.

Thomas H. Lefebvre, député
Président

ORGANISATION DE L'ÉTUDE

Le Comité a été créé le 23 mai 1980 et il s'est rendu compte, dès le début de son enquête, qu'il lui fallait interpréter dans une certaine mesure son ordonnance constitutive. Il fut décidé que *l'énergie de remplacement* désignerait les sources d'énergie, les technologies d'énergie et les combustibles (devises énergétiques ou porteurs d'énergie) qui ne sont pas encore exploités sur une grande échelle au Canada. La liquéfaction du charbon, par exemple, est une entreprise commerciale en Afrique du Sud mais ce n'est pas une technologie qui est utilisée au Canada, de sorte qu'elle représentait un bon sujet d'étude. Au début, les sujets suivants avaient été choisis: la biomasse, la conversion du charbon, la production d'électricité à cycle combiné, le chauffage de quartier, la combustion sur lit fluidisé, les piles à combustible, l'énergie de la fusion, l'énergie géothermique, les pompes à chaleur, l'hydrogène, les véhicules à propulsion non classique, l'énergie des océans, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. A mesure que l'étude a progressé, cette liste a subi des changements et l'on a donc accordé une importance différente aux divers sujets.

L'ordonnance constitutive ne faisait aucune mention des sources d'énergie classiques du Canada: le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon, l'hydro-électricité et l'électricité nucléaire. La conservation d'énergie n'était pas non plus mentionnée. Il est vite devenu évident qu'on ne pouvait étudier l'apport potentiel des énergies de remplacement à la filière énergétique du Canada sans considérer également la façon dont évoluerait l'éventail des énergies classiques. De même, on ne peut discuter de l'évolution d'une filière énergétique complexe sans étudier les incidences de la conservation. Autrement dit, bien qu'on ne nous ait pas demandé de dépasser le cadre de l'énergie de remplacement, nous n'avons pu faire autrement que de toucher à de nombreux éléments de la situation énergétique du Canada. Le Comité s'est donc vu face à une tâche considérable et, bien que le délai initial du 19 décembre 1980 ait été reporté au 15 mai 1981 pour la présentation du rapport, le temps a été une contrainte écrasante à l'entreprise du Comité.

Pour mener à bien cette entreprise, le Comité a fait appel aux services de la Bibliothèque du Parlement. Huit attachés de recherche du Service de recherche de la Bibliothèque, ayant de l'expérience en sciences et en économie, ont aidé le Comité à faire son enquête. Six de ces personnes ont travaillé avec le Comité du début à la fin.

Le 25 juin 1980, le Comité a commencé à tenir ses premières audiences publiques à Ottawa. Dans l'optique d'explorer la portée de son mandat, le Comité s'est servi de ces audiences pour poser les fondations d'enquêtes plus détaillées. Cette phase des activités du Comité s'est poursuivie jusqu'à la fin de juillet et a compté 16 audiences publiques.

Dans des annonces publiées vers la mi-juillet dans la plupart des quotidiens et dans un certain nombre d'hebdomadaires dans tout le Canada, le Comité a ensuite invité les personnes intéressées à lui présenter des mémoires sur l'objet de son mandat. Quelque 150 particuliers et organisations ont correspondu avec le Comité en réponse à ces annonces et la majorité ont présenté des mémoires variant en longueur et en complexité. Après avoir analysé ces mémoires à la fin août, le Comité a tenu des audiences publiques dans tous le Canada au mois de septembre. Ces déplacements ont permis au Comité d'entendre des exposés représentant l'opinion des membres du public en réponse aux annonces, de rencontrer des fonctionnaires dans chaque province et dans les territoires du Yukon et du Nord-Ouest et de visiter des installations intéressantes dans diverses régions du pays. Le Comité a visité les villes de Québec, Montréal, Toronto, Victoria, Vancouver, Edmonton, Regina, Winnipeg, Yellowknife, Whitehorse, Hay River, Saint-Jean, Halifax, Charlottetown et Fredericton.

En octobre, le Comité s'est tourné vers l'étranger. Répartis en sous-comités, les membres du Comité et du personnel ont visité les États-Unis, le Brésil, la France,

l'Allemagne de l'Ouest, l'Italie, l'Irlande, la Suède et l'Islande. Au cours des rencontres avec des fonctionnaires et des représentants du secteur privé de ces pays et de visites effectuées aux diverses installations énergétiques, nous avons beaucoup appris sur les programmes d'énergie de remplacement de ces pays.

Ayant obtenu quelques idées sur ce qui se faisait à l'étranger, il était temps d'approfondir le sujet et une autre série d'audiences publiques ont eu lieu à Ottawa. Ces audiences, qui portèrent sur des aspects plus complexes et plus subtils de l'énergie de remplacement, ont pris fin le 11 décembre 1980. Après cela, le Comité a commencé à préparer son rapport au Parlement.

Au cours de son étude, le Comité a également exercé son droit de retenir les services d'experts. Middleton Associates de Toronto, le Conseil économique du Canada et le professeur John Holdren de l'université de Californie à Berkeley ont prêté leur concours dans le cadre de problèmes particuliers. Afin de mieux pouvoir communiquer ses idées et constatations au public, le Comité a fait appel à la firme de conception graphique Les Illustrateurs de Hull, au Québec et de Rockland, en Ontario. De plus, la Bibliothèque du Parlement en ayant fait la recommandation expresse, le Comité a demandé au professeur Benoît Jean, de l'Institut national de la recherche scientifique de Varennes, au Québec, d'assurer la révision du Rapport final.

Le lecteur remarquera que l'ordonnance constitutive a incité le Comité à commenter «l'utilisation des sources d'énergie de remplacement». Nous comprenons le point de vue qui consiste à privilégier le volet demande de l'équation énergétique plutôt que le volet approvisionnement. Cependant, bien que nous convenions que la gestion de la demande énergétique est d'une importance au moins comparable au Canada, notre rapport traite par nécessité en détail uniquement du sujet des approvisionnements en énergies de remplacement.

Nous comprenons aussi par ailleurs que notre étude n'a pas épuisé toutes les possibilités d'aborder même le domaine restreint des énergies de remplacement. Nous avons plutôt traité le sujet en termes généraux en laissant des repères là où il nous semble qu'un travail plus élaboré est souhaitable (ou essentiel). Ce document met ainsi en évidence l'idée que se fait le Comité d'une évolution appropriée de la filière énergétique du Canada.

Notre dernier commentaire est d'ordre technique. Les statistiques énergétiques sont quelquefois la source d'une grande confusion, à la fois à cause de la terminologie spécialisée (pas toujours cohérente) et à cause de l'adoption récente par le Canada d'un nouveau système de mesures (le système SI ou Système international d'unités). Pour aller dans le sens de l'adoption du système métrique, nous avons mis en évidence le nouveau système dans notre rapport tout en faisant de notre mieux pour indiquer l'équivalence entre les unités anglaises et SI. Le problème de la terminologie du domaine énergétique est moins facile à résoudre. Nous avons retenu les définitions qui nous semblaient les plus appropriées dans le cadre de nos besoins et nous nous sommes efforcés de faire une utilisation cohérente de ces termes. Les termes et concepts sont définis à mesure de leur apparition et les unités et les formules de conversion ont été réunies, pour en faciliter l'usage, à l'Annexe A. Les valeurs monétaires doivent s'entendre en dollars canadiens actuels à moins d'indications contraires.

RÉFLEXION APRÈS COUP

A plusieurs égards, le Comité spécial de l'énergie de remplacement du pétrole a différé des comités parlementaires normaux. Cela est également vrai des cinq autres groupes de travail établis en même temps mais, à notre connaissance, aucun comité parlementaire canadien n'a jamais reçu un sujet d'enquête aussi exigeant du point de vue technique. Cela lui a valu l'aide professionnelle sans précédent de la Bibliothèque du Parlement. Autre nouveauté, le personnel de recherche a reçu la permission de participer régulièrement aux interrogatoires pendant les audiences publiques et pendant les visites à l'étranger. Parfois le personnel a également pu représenter le Comité quand les députés étaient eux-mêmes absents. Étant donné la nature technique du mandat, le rapport ainsi créé entre les membres du Comité et le personnel de recherche a permis une analyse plus vaste et plus détaillée des questions de l'énergie de remplacement.

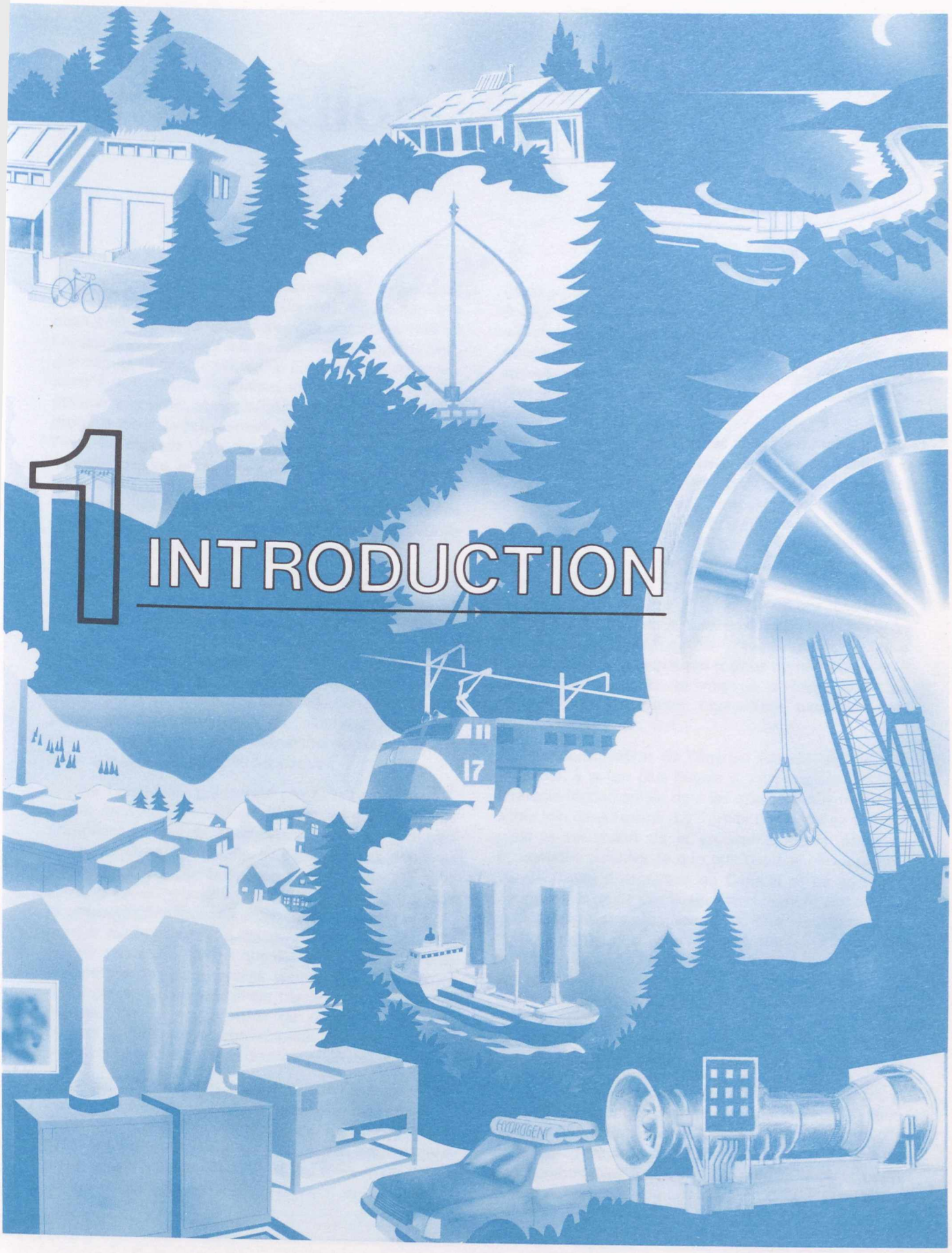
En tant que représentants élus, les députés sont chargés de gérer les affaires publiques. Cela n'a jamais été une tâche facile mais cela devient de plus en plus difficile à mesure que la société est confrontée à des questions plus complexes et plus techniques dont l'une des plus ardues consiste à savoir comment aborder les questions de l'énergie. Aussi, si les députés doivent s'acquitter efficacement de leurs responsabilités législatives, notamment en ce qui concerne les questions techniques, faut-il envisager une nouvelle façon d'aborder cette complexité.

Nous avons trouvé qu'un comité spécial était un bon instrument pour étendre les connaissances des députés à de nouveaux domaines et, dans la mesure où ce genre de comité permet aux députés de se familiariser avec des domaines spécialisés, il sert également à augmenter les connaissances du Parlement. Cela est dû au fait qu'un comité spécial permet à un petit groupe de députés d'étudier un sujet de façon plus détaillée que cela n'a été généralement le cas avec les comités permanents. Nous avons trouvé qu'un comité de sept membres était idéal dans le cas présent.

Outre le fait que sept députés ont eu l'occasion unique de réfléchir au sujet de l'énergie de remplacement, notre système parlementaire en a tiré parti d'une autre façon. Les connaissances acquises par le personnel du Comité restent également à la disposition du Parlement du fait que ce personnel relève des services parlementaires, ce qui facilite la transmission d'information à de nouveaux députés.

Nous considérons l'établissement et l'exploitation des comités spéciaux comme une importante expérience du gouvernement dans ses efforts visant à renforcer le système des comités. Nous pensons que l'expérience acquise avec ce petit comité spécialisé ouvre la voie à une nouvelle façon d'aborder un bon nombre de questions complexes sur lesquelles le Parlement doit se pencher et cela ne peut donner aux députés que plus de ressources pour étudier ces questions et aussi plus de confiance dans cette entreprise. Nous recommandons que le gouvernement envisage de bâtir sur l'expérience de ces groupes spéciaux en vue d'incorporer certains aspects de leur opération dans le système des comités ordinaires.

1 INTRODUCTION



Introduction

Dans cinquante ans, l'infrastructure énergétique canadienne sera radicalement différente. Elle devrait être fondée essentiellement sur l'électricité et l'hydrogène, le recours aux hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et charbon) comme combustibles étant restreint à des utilisations limitées et choisies. L'électricité pourrait être produite de diverses façons alors que l'hydrogène sera principalement tiré de l'électrolyse de l'eau. En captant le rayonnement solaire et, dans une moindre mesure, le rayonnement thermique terrestre, en poursuivant une politique de conservation et d'utilisation des rejets thermiques notre société pourra satisfaire la plupart de ses besoins en énergie thermique pour le chauffage industriel, de l'eau et des locaux.

Nous avons deux raisons principales de croire qu'à long terme l'infrastructure énergétique du Canada ne reposera plus sur les hydrocarbures: d'abord parce qu'il est nécessaire d'éviter les formidables problèmes environnementaux que pourrait connaître le siècle prochain, surtout si le charbon devient un élément principal de notre approvisionnement énergétique; en second lieu parce que le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon devront être réservés à des utilisations non énergétiques telles que la production pétrochimique.

Le Comité est préoccupé par le fait que, dans le passé, on n'a pas su prévoir nombre des conséquences environnementales de l'exploitation de diverses formes d'énergie. Nous souhaitons qu'à l'avenir ces dernières soient étudiées avec beaucoup plus de soin. Nous ne sommes guère enthousiasmés par la perspective de voir le charbon constituer notre principale source d'énergie dans le siècle prochain à cause, entre autres, des problèmes environnementaux que cela soulèverait. Il n'existe bien sûr pas de nouvelles technologies ou sources d'énergie qui soient totalement bénignes pour l'environnement mais il est possible de privilégier certaines options et l'impact environnemental doit être l'un des éléments primordiaux de la détermination des priorités.

Nous nous rendons compte que le Canada ne dispose pas des ressources nécessaires pour explorer toutes les possibilités d'énergie de remplacement et qu'on n'arrive quelquefois qu'à de piètres résultats lorsqu'on essaie trop de choses à la fois mais, étant donné les incertitudes inhérentes à toute ligne de conduite, le Comité souhaite que le Canada conserve des options énergétiques aussi ouvertes que possible. Il faudra affecter des priorités dans le domaine des énergies de remplacement en fonction des meilleures estimations actuelles et rares sont les technologies et les sources énergétiques que nous souhaitons voir totalement ignorées dans ce pays.

Dans le cadre de l'examen des possibilités énergétiques qui sont ouvertes, nous ne pouvons dissocier le Canada des progrès réalisés dans d'autres parties du monde. La population de la Terre est maintenant de plus de 4 milliards de personnes et l'on s'attend à ce que ce chiffre dépasse 6 milliards d'ici à l'an 2000. On a constaté que tout être vivant pouvant espérer vivre encore 50 ans verra peut-être une planète peuplée de 10 milliards d'habitants. Pour faire vivre une telle masse de gens et suffisamment améliorer la condition humaine pour supprimer l'effroyable misère qui caractérise actuellement de nombreuses régions de notre planète, il faudra que les pays en voie de développement en arrivent à une utilisation énergétique beaucoup plus importante.

La conservation de l'énergie (ce qui signifie une utilisation à la fois plus frugale et plus efficace) est une stratégie fondamentale dont les effets devraient se faire sentir loin dans l'avenir. Le Comité considère en fait que c'est la restriction de la croissance de la demande énergétique canadienne qui contribuera le plus à préserver l'équilibre énergétique du Canada et ce au moins pour le reste de ce siècle. Un grand nombre des nouvelles technologies envisagées dans notre rapport promettent d'apporter des avantages importants sur le plan de la conservation de l'énergie. A plus long terme, la conservation s'intègre dans le bilan et il devient de plus en plus difficile et coûteux d'accroître l'efficacité des utilisations de l'énergie. On arrive ensuite forcément à un point où les approvisionnements énergétiques redeviennent la préoccupation primordiale d'un monde en expansion.

Pour ce qui est des autres options énergétiques, le Canada devrait aussi rapidement que possible se tourner vers l'exploitation de la biomasse (les matières carbonifères d'origine végétale ou animale, à l'exclusion des combustibles fossiles). Sous certaines réserves, la biomasse forestière ou collulosique occupera une place

importante dans l'évolution de système énergétique du Canada, surtout dans le domaine des approvisionnements en carburants. Par la suite, bien que la biomasse continuera de constituer une importante source énergétique, son importance *relative* devrait décliner pour des raisons environnementales et parce qu'il faudra consacrer une part croissante des ressources agricoles à l'alimentation d'une population terrestre de plus en plus nombreuse. Le Comité estime donc que l'énergie extraite de la biomasse devrait jouer l'essentiel de son rôle dans les quelques dizaines d'années à venir.

L'énergie géothermique, la chaleur naturelle de la planète, occupe une place beaucoup plus incertaine sur l'échiquier énergétique. Dans ce siècle, cette forme d'énergie n'aura guère d'influence au Canada. Au siècle suivant toutefois, son potentiel sera fonction du succès des nouvelles conceptions de son exploitation, cet élément étant pour l'instant délicat à analyser. Il nous semble malgré tout que cette énergie formera une part substantielle de notre filière énergétique au 21e siècle.

L'énergie éolienne, pour sa part, n'entrera que peu dans la composition du futur cocktail énergétique du pays; le fait que nous ne lui accordions qu'une importance secondaire à l'échelle nationale ne nous empêche toutefois pas de croire que le Canada se trouve bien placé pour élaborer une technologie éolienne exportable. Il faudra rapidement profiter de cette possibilité car d'autres pays progressent également vers la maîtrise de cette technologie.

Hormis la certitude que l'électricité ne doit pas être produite en brûlant des combustibles fossiles, le Comité ne peut guère soutenir quoi que ce soit quant aux méthodes de production de l'électricité du pays au siècle prochain. S'il est clair que le Canada devra poursuivre la mise en valeur de ses ressources hydrauliques, il est tout aussi manifeste que l'hydro-électricité ne saurait satisfaire qu'une partie de nos besoins futurs. Le rayonnement solaire servira à produire de l'électricité mais sans doute uniquement dans le cadre d'applications spécialisées ou en des points géographiques particuliers. (La contribution principale de l'énergie solaire sera probablement cantonnée à l'utilisation de cette énergie peu concentrée pour le chauffage domestique, commercial et industriel). Le nucléaire, que ce soit grâce à la fission ou peut-être ultérieurement grâce à la fusion, permet de produire de l'électricité à aussi grande échelle qu'on le désire. Il s'agit là cependant d'un des problèmes politiques les plus délicats de notre époque et déterminer si le Canada fera du nucléaire un de ses atouts énergétiques fondamentaux constitue une question dont la portée dépasse largement celle de la suffisance des approvisionnements.

Les discussions qui ont eu lieu ces dernières années dans les pays industrialisés sur les questions énergétiques ont principalement porté sur les mérites relatifs de deux politiques possibles. L'une, ce que l'on appelle la «*voie de l'énergie dure*», est décrite comme une option de grande utilisation énergétique, de nucléarisation, de centralisation et de dépendance d'une importante production électrique. L'autre, qualifiée de «*voie de l'énergie douce*», suppose une limitation des besoins énergétiques, le renoncement au nucléaire, une décentralisation et une moindre dépendance de l'électricité. Le Comité déplore cette structuration du débat en une alternative, c'est-à-dire l'obligation de choisir entre l'énergie «douce» et «dure». Il est trompeur pour le public de suggérer qu'un seul cheminement est manifestement adapté au complexe système énergétique du Canada ou encore que notre avenir énergétique doit faire l'objet d'un choix aussi tranché entre l'une et l'autre. Nous ne discutons pas le fait que les besoins énergétiques mondiaux devront en définitive être satisfaits par des ressources durables. Nous estimons par contre qu'il faut étudier quelles sources doivent être exploitées et dans quelle mesure, quelle sera la durée de la restructuration de notre système énergétique et comment on peut réaliser cette restructuration. Il s'agit là de problèmes extrêmement difficiles à résoudre que l'on complique encore davantage en poursuivant le débat en des termes simplistes. Les choix énergétiques du Canada dépendront en partie des possibilités offertes et en certains cas de la nécessité du moment. Il nous faut aussi nous souvenir que le Canada a investi des sommes énormes dans le système actuel et que le pays doit tirer le plus de bénéfices possibles de cet investissement. Nous en concluons donc que le futur système énergétique du Canada sera, aussi loin que nous pouvons prévoir, formée de technologies douces aussi bien que dures, combinées à un ensemble de sources centralisées et décentralisées.

Notre infrastructure énergétique nationale devra néanmoins subir une refonte fondamentale dont l'essentiel devra être réalisé au cours des vingt ou trente prochaines années. Durant cette phase de transition, on exploitera le gaz naturel, le charbon, l'hydro-électricité et l'électricité nucléaire à beaucoup plus grande échelle qu'à l'heure actuelle, à la fois du fait de projets actuellement en cours de réalisation et parce que le Canada doit mettre l'accent sur certaines de ces sources afin de réduire progressivement sa dépendance du pétrole. Cette augmentation de l'importance du gaz naturel et du charbon sera toutefois passagère et l'utilisation de ces denrées diminuera au siècle prochain à mesure que des formes d'énergie de remplacement deviendront plus répandues.

La société peut tolérer un usage croissant de certaines denrées énergétiques pour une période limitée même si elle n'est pas préparée à exploiter indéfiniment certaines formes d'énergie. Le Canada peut, par exemple, promouvoir une technologie telle que celle de la combustion sur lit fluidisé afin de réduire les répercus-

sions environnementales de la combustion du charbon. Le Comité n'est toutefois pas prêt à recommander que, dans cinquante ans d'ici, le charbon constitue l'élément central du système énergétique canadien. Comme nous l'avons déjà indiqué, nous croyons que le prix environnemental serait supérieur à ce que l'on devrait demander à la société de payer. Pour des raisons similaires, nous ne recommandons pas qu'à l'avenir on ait recours sans aucune restriction à la biomasse comme source d'énergie. Nous avons conclu à ce sujet que les conséquences environnementales d'une telle exploitation ne sont pas adéquatement comprises.

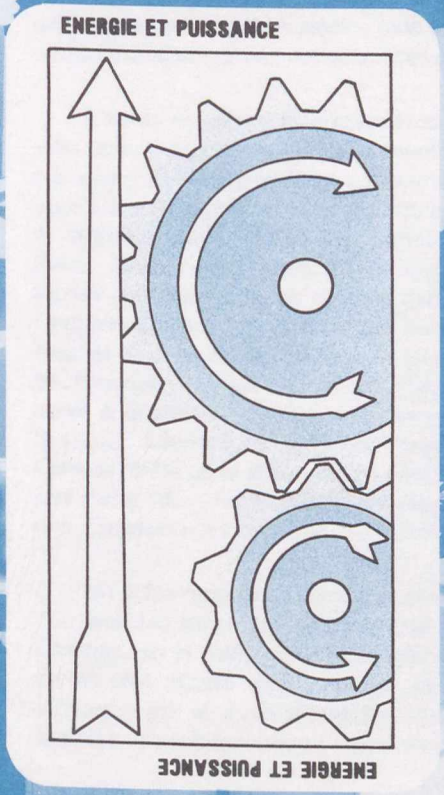
C'est une chose que d'affirmer que le Canada dispose d'une vaste gamme de possibilités énergétiques et que nous devrions nous attaquer à leur mise en valeur mais c'est un tout autre problème que de s'efforcer de déterminer si ce pays a ou non effectivement les moyens et la volonté de profiter de ces possibilités. Le Canada n'a pas fait la preuve qu'il dispose des capacités de recherche et de développement nécessaires à une restructuration fondamentale de son système énergétique. Les Canadiens n'ont pas encore indiqué qu'ils sont prêts à assumer le coût de la mise en œuvre commerciale de nouvelles options énergétiques et les ressources en main-d'œuvre professionnelle et qualifiée du Canada ne sont pas telles que l'on puisse s'endormir sur la certitude de mener le travail à bien. En bref, le Comité considère que le Canada n'est pas suffisamment préparé à accomplir les tâches dont les Canadiens commencent à admettre la nécessité.

Nous ne faisons pas reposer le blâme de ce manque de préparation sur les épaules des scientifiques et ingénieurs canadiens; en fait, le Comité a fréquemment été impressionné par les résultats accomplis avec de maigres ressources. Nous en attribuons toutefois la responsabilité à la gestion et au soutien quelquefois incohérent de la recherche et du développement dans ce pays. En somme, les initiatives énergétiques mises de l'avant dans ce rapport constituent un effort d'envergure de restructuration de notre filière énergétique nationale. Nous ne croyons toutefois pas que l'on puisse réaliser cet objectif de la manière dont on traite la recherche et le développement en énergie au Canada à l'heure actuelle. Le Canada ne peut guère se vanter des résultats de la commercialisation des fruits des recherches qui sont menées dans ce pays. Il ne suffira pas simplement de réclamer davantage de fonds pour la mise en exploitation d'énergie de remplacement.

Le Comité a donc conclu qu'il est nécessaire d'adopter une nouvelle approche de la gestion du développement du secteur des énergies de remplacement. Nous recommandons qu'un ministère d'État aux énergies de remplacement et à la conservation soit créé sous la tutelle du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Nous recommandons de plus que la nouvelle société d'énergie de remplacement, Canertech, fasse rapport au titulaire du ministère d'État proposé lorsqu'elle deviendra une Société de la couronne indépendante. Nous recommandons par ailleurs, afin d'assurer la promotion du développement général de l'hydrogène en tant que source énergétique au Canada, la création d'une commission canadienne de l'hydrogène qui dépendra également du ministre d'État proposé.

Le Canada ne vit pas dans un état de crise énergétique. Le Comité estime toutefois qu'il est urgent de changer de politique pour diverses raisons; la vulnérabilité du Canada aux événements externes dans le secteur du pétrole (une vulnérabilité qui pourrait mener à une «crise pétrolière») n'est pas la moindre. Nous ressentons une urgence car le Canada est actuellement dépanné dans le domaine des énergies de remplacement même si notre pays a beaucoup à offrir et qu'il détient un avantage temporaire dans certaines technologies nouvelles. C'est avec rapidité que le Canada doit faire face au défi des énergies de remplacement car autrement il se trouvera placé dans la position paradoxale de disposer d'un important potentiel énergétique et subir une pénurie d'options énergétiques parce que l'on a par trop négligé ce potentiel.

2 ENERGIE ET PUISSANCE



Énergie et puissance

L'homme ne comprend pas ce qu'est l'énergie bien qu'elle soit présente partout dans son environnement. Nous apprenons à l'école que l'énergie représente l'aptitude à fournir un travail, que strictement rien ne peut être fait sans dépense d'énergie et que celle-ci existe sous une variété de formes que l'on peut caractériser par des formules mathématiques. Nous apprenons qu'il est possible de la définir comme l'énergie potentielle de la pesanteur, l'énergie élastique, l'énergie rayonnante, l'énergie thermique, etc., mais nous ne pouvons pas exprimer ce *qu'est* vraiment l'énergie.

Si cela peut sembler déconcertant, cela ne nuira en rien à nos considérations. Les États-Unis n'auraient jamais pu envoyer un homme sur la Lune si pour ce faire, il leur avait fallu comprendre la gravité. Ce qui leur fallait, c'était une expression mathématique pour décrire l'action de la gravité afin de pouvoir calculer la trajectoire de l'engin spatial Appolo. Comme Isaac Newton avait eu l'obligeance de formuler sa loi de l'attraction universelle près de trois siècles plus tôt, ce manque de compréhension n'a pas nui au succès de la NASA.

Il est en de même pour notre étude. Il nous suffit en effet de comprendre le comportement de l'énergie sous ses diverses manifestations. L'homme a par exemple appris que l'énergie se conserve, qu'elle n'est ni créée, ni détruite quand elle se transforme d'un type à un autre. Ainsi, quand nous disons que nous «consommons» de l'énergie, nous voulons dire en fait que nous l'*exploitons* dans un but ou un autre. Un important résultat de cette loi de la nature, la loi de la conservation de l'énergie, est qu'une seule unité de mesure peut servir à quantifier toutes les formes d'énergie. Dans le Système international (SI) de mesures adopté au Canada, cette unité est le *joule*. Le lecteur est invité à se reporter à l'Annexe A du présent rapport où il trouvera une discussion des unités et des facteurs de conversion.

Un autre rapport fondamental concerne la direction que prend la transformation d'énergie. En exploitant de l'énergie, on la transforme invariablement en une forme moins utile. (Cette idée d'«utilité» des diverses formes d'énergie est le sujet d'une branche de la physique appelée thermodynamique, sujet que nous ne ferons qu'effleurer ici.) Bien que cette notion soit assez subtile, elle a été exprimée fort bien par le savant américain M. K. Hubbert.

> ...non seulement l'énergie est-elle continuellement transformée d'une forme à une autre dans des processus qui se produisent sur terre, mais ces transformations se produisent de façon irréversible, d'une forme plus disponible à une forme moins disponible. Durant le processus, l'énergie n'est pas détruite mais se détériore progressivement en termes de son utilité potentielle et se retrouve éventuellement sous forme de chaleur à la température ambiante la plus basse. A partir de cet état, l'énergie ne peut plus aller que dans les régions encore plus froides de l'espace extra-atmosphérique, par rayonnement thermique à ondes longues et à faible température. (Hubbert, 1974, p. 8)

En exprimant la même idée d'une autre façon, la machine à mouvement perpétuel n'existe pas parce qu'il y a des pertes d'énergie en cours de route.

Dans de nombreux cas, nous voulons mesurer la rapidité avec laquelle l'énergie est fournie ou peut être fournie, par exemple à une centrale. La puissance se réfère au taux de dissipation ou de conversion de l'éner-

L'équivalence de l'énergie et de la masse

Albert Einstein a mené encore plus loin la loi de la conservation de l'énergie en montrant théoriquement qu'il y a équivalence entre l'énergie et la masse. Cette équivalence est exprimée dans sa fameuse équation: $E = mc^2$ (énergie = masse X carré de la vitesse de la lumière). L'équation d'Einstein est normalement appliquée dans des circonstances qui dépassent de loin l'expérience quotidienne de l'homme et ne devient pertinente que quand on examine, par exemple, le sujet de l'énergie nucléaire.

On reconnaît que la vie sur Terre est entretenue par la production d'un immense réacteur à fusion nucléaire, le Soleil. Le rayonnement solaire domine toutes les autres formes d'énergie que reçoit la surface de la Terre et cette énergie est le produit de la fusion des noyaux d'hydrogène au cœur du Soleil, dans un processus qui convertit la masse en énergie.

Mesure de l'énergie et de la puissance

En mécanique, on a tout d'abord défini l'énergie en termes de travail, c'est-à-dire le produit d'une force sur une distance. Dans le SI, l'unité d'énergie est le joule qui est défini comme la force d'un newton agissant sur une distance d'un mètre, ou

1 joule = 1 newton-mètre

A l'origine, on a considéré que d'autres formes d'énergie comme la chaleur étaient des quantités indépendantes et on a donc défini des unités de mesures distinctes pour les quantifier mais, maintenant que nous savons que les diverses formes d'énergie sont équivalentes, nous pouvons utiliser des facteurs de conversion pour passer d'un type de mesure à un autre. Avant l'adoption du Système international, la teneur énergétique de produits comme le pétrole brut, les produits du pétrole, le gaz naturel et le charbon s'exprimait normalement en British thermal units (Btu) alors que les quantités d'énergie électrique étaient mesurées en kilowatts-heures (kWh). Les facteurs de conversion sont les suivants:

1 Btu = 1,054 joules = 1.054 kilojoule, et

1 kWh = 3,600,000 joules = 3.6 mégajoules.

La puissance mesure la rapidité avec laquelle l'énergie est fournie ou peut être fournie. Par conséquent, la puissance est égale à l'énergie, divisée par le temps. Dans le SI, l'unité de puissance est le watt.

$$1 \text{ watt} = \frac{1 \text{ joule}}{1 \text{ seconde}}$$

Quand on fournit du travail au rythme de 1 joule par seconde, la puissance est d'un watt. Comme on peut mesurer tous les types d'énergie en joules, on peut également mesurer les taux de tous les types de transformation d'énergie en watts. Par le passé, on exprimait normalement la puissance en Btu/heure, en watts ou en chevaux. Il nous faut donc les conversions de puissance suivantes:

1 Btu/heure = 0.293 watt, et

1 cheval = 746 watts.

Quand la puissance est produite à un taux constant, la quantité d'énergie produite en un temps donné est la suivante:

énergie = puissance X temps.

Autrement dit, 1 joule = 1 watt-seconde. Pour prendre un exemple familier, nous payons nos factures d'électricité en fonction du nombre de kilowattheures d'énergie électrique que nous avons utilisés au cours de la période de facturation. Pour calculer l'énergie représentée par un kilowattheure, il faut multiplier la puissance par le temps, c'est-à-dire:

1kWh = 1,000 watts X 3,600 secondes (en une heure)

= 3,600,000 wattsecondes

= 3.6 mégajoules

gie. Comme on peut mesurer tous les types d'énergie en joules, il s'ensuit qu'on peut mesurer les taux de tous les types de transformation d'énergie à l'aide d'une même unité. Dans le SI, cette unité de puissance est le *watt*. Le watt est la puissance d'un joule d'énergie par seconde. Une centrale de 500 mégawatts est une centrale qui peut fournir 500 millions de watts d'énergie électrique.

Comme le joule et le watt sont de petites mesures d'énergie et de puissance, nous utiliserons des multiples de ces unités. Dans le SI, cinq préfixes suffisent pour la presque totalité des quantités d'énergie dont il sera question dans notre rapport, ainsi que l'illustrent les exemples suivants.

PRÉ-FIXES SI	SYM-BOLE	VALEUR	EXEMPLE
kilo	k	10^3 (millier)	kilovolts (kV)
méga	M	10^6 (million)	mégatonnes (Mt)
giga	G	10^9 (milliard)	gigawatts-heures (GWH)
téra	T	10^{12} (billion)	térawatts (TW)
péta	P	10^{15} (mille billions)	pétajoules (PJ)

Si le lecteur se souvient de ces cinq multiples, il comprendra ce que l'on entend lorsque l'on parle de kilovolts pour une ligne de transmission électrique, de mégatonnes pour la production annuelle de charbon du Canada, de gigawatts-heures pour la vente d'énergie électrique par le Québec aux États-Unis, de térawatts pour la capacité mondiale de production d'électricité et de pétajoules pour la demande d'énergie du Canada.

Penchons-nous maintenant sur le budget énergétique naturel de la Terre, c'est-à-dire la façon dont l'énergie traverse l'environnement superficiel de notre planète. Comme le sujet de notre examen est le taux du flux de l'énergie, nous mesurons une puissance et comme les quantités de puissance en question sont très grandes, nous utiliserons comme unité le térawatt (10^{12} watts ou billion de watts).

Les apports d'énergie à notre environnement proviennent de trois sources: (1) le rayonnement solaire intercepté par la Terre; (2) l'énergie des marées dérivée

des champs de gravitation de la Lune et du Soleil; et (3) l'énergie géothermique (ou terrestre) provenant de l'intérieur chaud de la Terre et atteignant la surface. Les pertes d'énergie de la Terre peuvent se classer en deux catégories. En premier lieu, environ 30% des rayons du Soleil sont réfléchis directement par l'atmosphère dans l'espace sous forme de rayonnement à ondes courtes. En deuxième lieu, le reste de l'énergie solaire, ainsi que l'énergie des marées et l'énergie géothermique, subissent une série de dégradations irréversibles dans notre environnement, pour finir comme chaleur aux plus basses températures locales. Sous cette forme, elle rayonne de la Terre vers l'espace sous forme de rayonnement thermique à ondes longues.

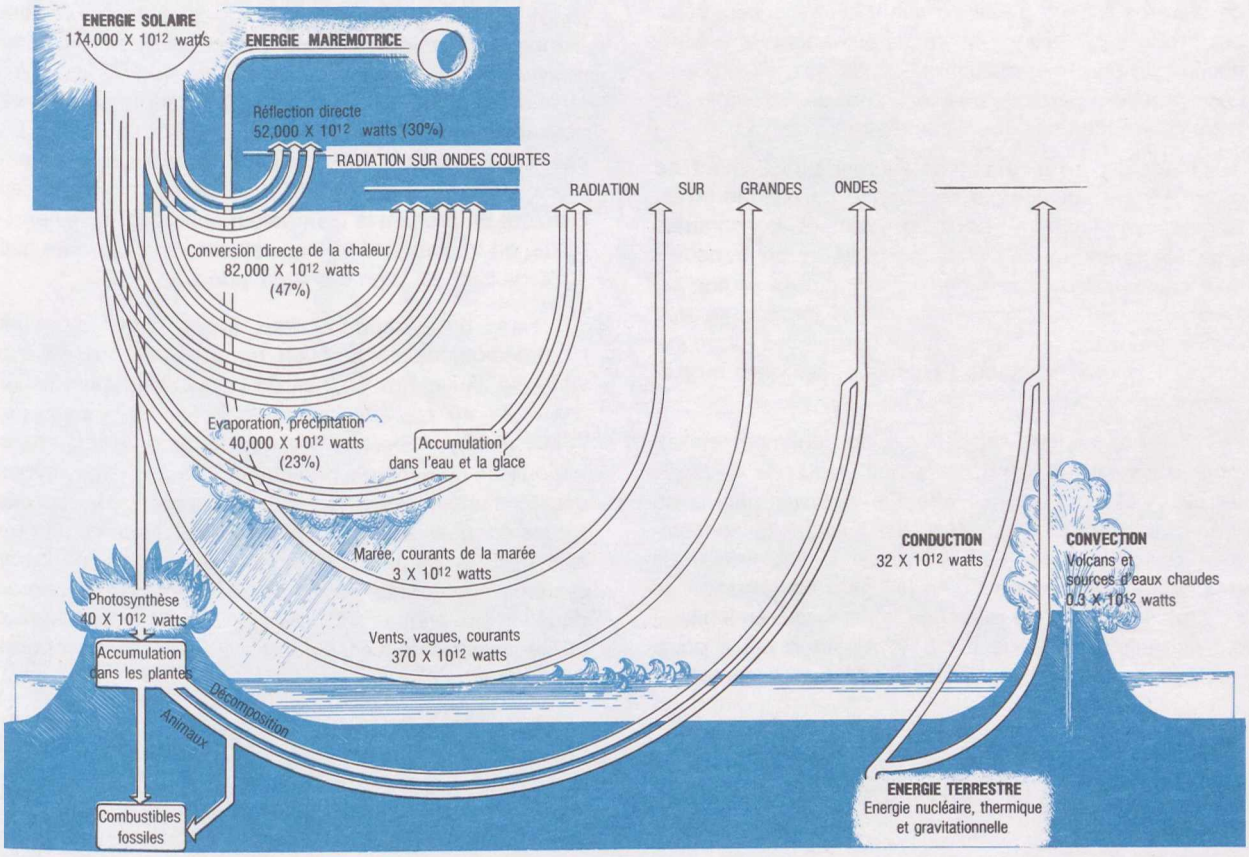
La Figure 2-1 représente de façon très générale ce flux énergétique à travers l'environnement superficiel de la Terre. Comme le montre cette illustration, le rayonnement solaire domine ce flux que l'on estime représenter une puissance de 174,000 X 10^{12} watts. Le flux d'énergie terrestre est considérablement plus petit avec une puissance estimée à 32 X 10^{12} watts. L'apport de l'énergie des marées n'est, lui, que de 3 X 10^{12} watts. Autrement dit, en térawatts, les apports de puissance relatifs sont les suivants:

rayonnement solaire	174,000
énergie géothermique	32
énergie des marées	3

La plus grande source d'énergie dont dispose la Terre est donc, de loin, l'ensoleillement.

On peut alors se demander comment ce flux naturel se compare aux besoins énergétiques de la société. Si l'on accepte que, selon les estimations, la demande globale annuelle d'énergie primaire dépasse maintenant 300 exajoules (300 X 10^{18} joules), on peut calculer rapidement que l'homme convertit aujourd'hui l'énergie pour ses propres besoins à un rythme moyen qui se rapproche de 10 térawatts (10 X 10^{12} watts). Il est donc clair que le monde n'est pas en train d'épuiser l'énergie dans l'absolu. *Le problème qui se pose, c'est de savoir*

Figure 2-1: LE BUDGET ÉNERGÉTIQUE DE LA TERRE



Source: D'après Hubbert, 1974, p. 11.

si la société continuera à disposer d'énergie peu coûteuse et facile d'accès sous des formes d'emploi commode et ne nuisant pas à l'environnement.

L'homme dispose donc de plusieurs options pour capter l'énergie dont la société a besoin. Il peut intercepter l'énergie qui passe continuellement dans son environnement naturel, comme l'indique la Figure 2-1; il peut continuer à exploiter les quantités finies d'énergie emmagasinées dans les combustibles fossiles; ou il peut convertir la masse en énergie à l'aide de la fission nucléaire et, le cas échéant de la fusion nucléaire.

Quand il s'agit d'envisager la création d'un flux énergétique à partir des ressources de la nature, dans le cas d'une société industrielle comme le Canada, nous constatons la nécessité de tenir compte de plusieurs stades d'utilisation de l'énergie. On entend par *énergie primaire* les produits énergétiques au point de production. Le pétrole et le gaz naturels bruts, le charbon, l'hydro-électricité et l'électricité nucléaire sont des produits énergétiques primaires bien connus au Canada. L'hydro-électricité et l'électricité nucléaire sont utilisées directement par les consommateurs, tout comme l'est la majeure partie du gaz naturel produit au Canada. Certains produits énergétiques primaires sont transformés en d'autres formes d'énergie avant d'être consommés. Les produits pétroliers, l'électricité provenant de la combustion du charbon, du pétrole ou du gaz, ainsi que le coke produit à partir du charbon, sont des exemples de la transformation de l'énergie primaire.

L'énergie livrée à l'utilisateur est précisément ce qu'on entend par *énergie secondaire* ou énergie livrée. Comme de l'énergie est invariablement consommée pour sa transformation, son transport ou sa transmission, l'alimentation d'une région ou d'un pays en énergie secondaire est nécessairement moins importante que l'alimentation en énergie primaire (hormis les cas d'importation et d'exportation d'énergie et celui des modifications de stocks).

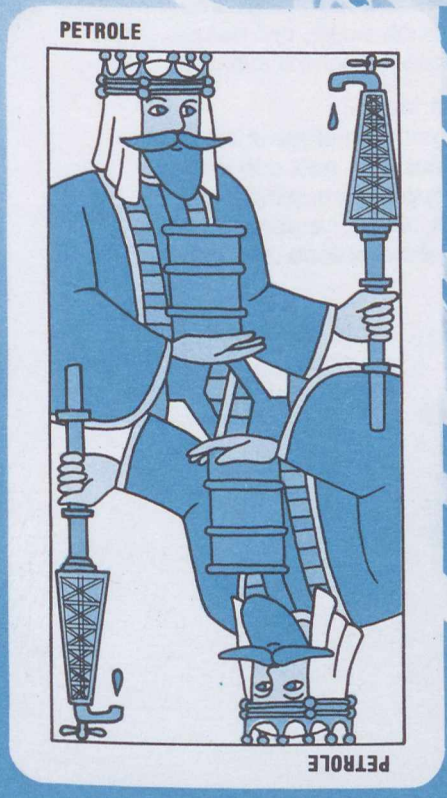
Certains experts raffinent ce raisonnement en faisant intervenir un troisième stade, celui de l'*énergie tertiaire*, celle qui, en fait, effectue le travail utile là où celui-ci se réalise. C'est ainsi que l'électricité consommée dans un foyer sert en partie à l'éclairage. Le rendement d'une ampoule, en fait de transformation de l'électricité en énergie rayonnée, c'est-à-dire en lumière, est normalement inférieur à 5%. Ainsi, un faible pourcentage seulement de l'énergie secondaire servant à alimenter l'ampoule d'éclairage se transforme en travail utile, ou énergie tertiaire. L'électricité servant au chauffage domestique, pour prendre un exemple qui fait contraste, se transforme avec un rendement proche de 100% en énergie thermique; dans le cas de cette application, l'énergie secondaire et l'énergie tertiaire présentent des valeurs presque identiques.

Si l'on veut tenir compte du travail réellement accompli dans notre société du début à la fin du processus de captation d'énergie, c'est la consommation de l'énergie tertiaire qui doit être considérée. Dans notre rapport, toutefois nous ne tiendrons compte que des besoins en énergie secondaire, ou énergie livrée.

Le processus devient encore plus compliqué dans le cas de l'énergie électrique. Dans une centrale thermoélectrique moderne, il faut environ trois unités de chaleur pour produire une unité d'électricité (c'est-à-dire) que le coefficient d'efficacité de la conversion d'énergie est égal ou inférieur à 35%). Dans le cas d'une centrale hydroélectrique, on peut convertir en électricité l'énergie contenue dans l'eau qui tombe avec une efficacité de plus de 90%. Dans ces conditions, comment un pays doit-il évaluer l'énergie électrique — en fonction de sa vraie teneur énergétique (3,600 kilojoules au kilowattheure) ou en fonction de la quantité d'énergie thermique dont a besoin une centrale thermoélectrique pour la produire (environ 10,500 kilojoules au kilowattheure)? Si l'on adopte la valeur la plus élevée pour toute l'électricité produite, y compris l'hydroélectricité, comme le fait l'EMR, on peut calculer que l'hydroélectricité fournit près de 25% de l'énergie primaire du Canada. En prenant la vraie valeur énergétique de l'électricité, on trouve que l'hydroélectricité ne représente que 11% de la production d'énergie primaire.

Dans notre rapport, nous avons choisi d'évaluer l'hydroélectricité en fonction de sa teneur énegétique véritable. Aussi nos chiffres de la consommation totale d'énergie au Canada seront-ils inférieurs à ceux de l'EMR et l'hydroélectricité y aura-t-elle une part moins importante de l'énergie primaire du Canada. Nous avons décidé d'utiliser les vraies valeurs énergétiques, basées sur les données de Statistique Canada, parce qu'à notre avis elles présentent une image plus claire de notre système énergétique national. Ce genre de différences dans les statistiques sur l'énergie indique bien qu'il faut utiliser avec prudence les données provenant de sources variées.

3 SYSTEME ENERGETIQUE CANADIEN D'AUJOURD'HUI



Le système énergétique canadien d'aujourd'hui

Une nation industrialisée a besoin de diverses formes d'énergie dont les plus connues sont l'essence, le mazout, le carburant Diesel, le gaz répondant aux normes de transport par gazoduc et l'électricité. Une nation industrialisée a également besoin d'énergie thermique à des températures très diverses, qu'il s'agisse de prendre un bain, d'exploiter une fonderie ou de produire de l'électricité. En raison de cette vaste gamme de besoins ou de demandes d'énergie, les modes d'approvisionnement en énergie sont devenus extrêmement compliqués dans le monde industrialisé, particulièrement depuis la Seconde guerre mondiale. Cette trame complexe de sources énergétiques de dispositifs de conversion, d'infrastructures de transport, de porteurs d'énergie ou de combustibles et d'appareils et d'installations consommant de l'énergie peut constituer le *système énergétique national.* Celui du Canada atteint les collectivités les plus reculées du pays et, dans la période de l'après-guerre, est devenu une partie intégrante de notre vie, au point que généralement nous y pensons très peu.

Mais les années 1970 étaient proprement exceptionnelles et nous avons été contraints de réévaluer la manière dont notre société utilise aujourd'hui l'énergie et le fera à l'avenir. Cette réévaluation a abouti à deux conclusions fondamentales: le taux de croissance de la demande d'énergie au Canada doit être ralenti et nous devons modifier à la longue notre système énergétique pour qu'au lieu d'être dominé par les combustibles fossiles, il puisse être basé sur des sources d'énergie renouvelables.

S'il est facile de déclarer que ces changements doivent se produire dans le système énergétique du Canada, il est bien plus difficile de déterminer la voie que l'on doit suivre pour réaliser de tels changements. Dans notre rapport, nous indiquons ce que nous pensons être la filière énergétique que doit emprunter le Canada à l'avenir. Pour déterminer où elle aboutira, nous commencerons par la situation dans laquelle se trouve le système actuel.

La consommation canadienne d'énergie dans le contexte mondial

On a dit que les Canadiens sont les plus grands consommateurs d'énergie au monde. Bien que cela ne soit pas strictement vrai, car il y a d'autres pays dont la consommation d'énergie par habitant est supérieure, le Canada se situe cependant si près du premier rang que la distinction n'est pas particulièrement réconfortante. La figure 3-1, basée sur les données des Nations Unies, présente la consommation d'énergie commerciale par habitant dans certains pays.

Si on mesure la consommation d'énergie du Canada par unité de production économique (Produit intérieur brut), une comparaison avec les autres pays est également inquiétante comme le montre la figure 5-5 dans le chapitre sur l'énergie et l'économie. La plupart des pays industrialisés ne consomment que 60 à 80% de l'énergie consommée par le Canada pour produire chaque unité de produit intérieur brut exprimée en termes monétaires. Comment le Canada est-il parvenu à une position aussi défavorable et quelles sont les implications d'une telle situation?

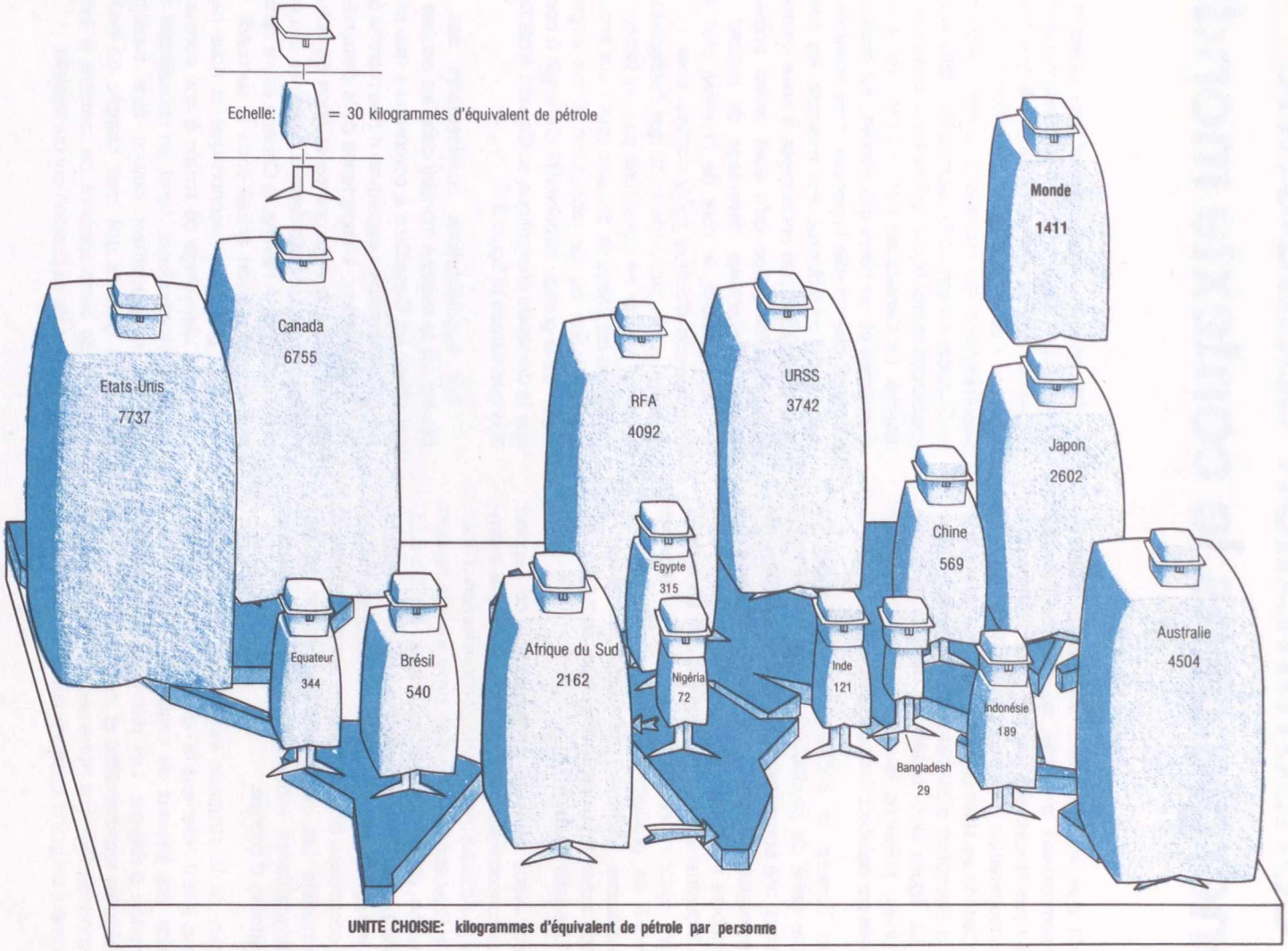
De nombreux facteurs contribuent à ce rapport élevé de la consommation d'énergie au PNB. Par exemple, plus il y a d'industries à forte consommation d'énergie dans le tissu économique d'un pays, plus le rapport consommation d'énergie/PNB est élevé. Au Canada, nous avons beaucoup d'industries de ce genre, notamment les industries de raffinage et de fonte de l'aluminium, les complexes sidérurgiques et pétrochimiques et l'industrie minière. Les industries d'exploitation des ressources énergétiques sont elles-mêmes d'importantes consommatrices d'énergie.

En plus de la structure industrielle de l'économie canadienne, il faut noter que la rigueur de notre climat et l'importance des besoins de chauffage augmentent la consommation d'énergie. Les distances considérables sur lesquelles les marchandises et les personnes doivent être transportées font que notre secteur des transports sera également un grand consommateur d'énergie.

On pourrait certes affirmer que plusieurs de ces facteurs contribuant à une forte consommation d'énergie au Canada se retrouvent dans d'autres pays. Cette remarque nous conduit à aborder l'un des facteurs les plus importants qui explique la consommation d'énergie du Canada; il s'agit de la disponibilité, dans le passé, de ressources énergétiques nationales abondantes et à bon marché. Le Canada est l'un des pays qui a le plus de ressources et, au cours des années, cet avantage comparatif a joué un rôle important dans notre développement social et industriel. Par exemple, les consommateurs étaient fort peu encouragés à isoler complètement leurs maisons parce qu'il était moins coûteux dans l'immédiat d'acheter davantage de mazout. Dans le secteur industriel, le coût de l'énergie était faible en comparaison d'autres coûts comme ceux de la main-d'œuvre et du capital de sorte que l'utilisation efficace de cette énergie ne constituait pas un facteur déterminant dans les prises de décision quant aux processus de transformation ou de fabrication. C'est largement en raison de la grande disponibilité d'énergie à bon marché que la demande énergétique au Canada a connu l'évolution que retrace la figure 3-1.

Les augmentations considérables des prix du pétrole sur le marché mondial dans les années 1973-74 ont obligé les Canadiens à comprendre que leurs réserves de combustibles classiques à bon marché étaient en voie d'épuisement. L'importance de la demande énergétique du Canada et la grande sujétion de notre économie au pétrole sont rapidement devenues des causes de préoccupation. A l'avenir, le Canada devra certainement améliorer le rapport actuel entre la demande énergétique et la production économique, si nous ne voulons pas céder davantage de terrain à nos concurrents sur les marchés mondiaux. Aussi, en choisissant des énergies de remplacement devant être substituées au pétrole, le Canada doit tenir compte du coût de ces solutions de remplacement de manière à éviter toute détérioration de sa position concurrentielle.

Figure 3-1: CONSOMMATION D'ÉNERGIE COMMERCIALE [a] PAR HABITANT EN 1978 DANS 15 PAYS



[a] L'énergie commerciale est l'énergie qui fait l'objet d'échanges. Les données sur l'énergie non commerciale sont limitées et imprécises.

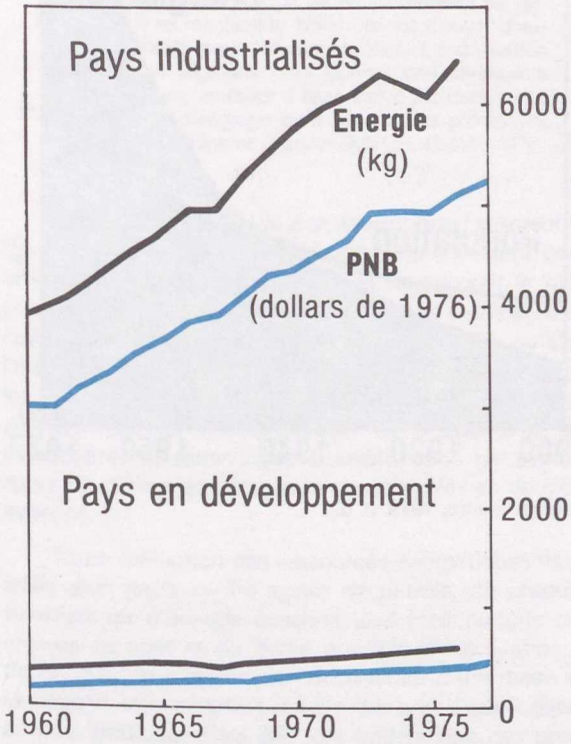
Source: Adaptation des données des Nations Unies, 1980.

Sur un plan plus général, le monde industrialisé doit également tenir compte des besoins en énergie des pays en voie de développement. La figure 3-2 montre très clairement que l'écart quant à la demande énergétique par habitant entre les deux composantes de la communauté internationale s'est élargi au cours des vingt dernières années. Dans le même temps, le pétrole est devenu le principal combustible permettant de répondre aux besoins énergétiques du monde (figure 3-3). Grâce à leurs systèmes énergétiques diversifiés, les nations industrialisées pourront plus facilement remplacer le pétrole que ne le pourront les pays en voie de développement qui, dans l'ensemble, dépendent encore plus fortement du pétrole. Dans ce contexte, il est indéniable qu'il faut réduire le déséquilibre existant dans la consommation globale d'énergie, tant entre les régions qu'entre les sources d'énergie.

La figure 3-4 montre nettement la mesure dans laquelle la consommation d'énergie se répartit au sein de la population mondiale. On estime qu'en 1975 la demande mondiale d'énergie primaire a été de 8.2 térawatts pendant une année (c'est-à-dire 8.2 TW-an). Le monde étant alors peuplé de près de quatre milliards d'habitants, le taux de consommation moyen d'énergie a donc été de 2.1 kilowatts par personne. Comme le montre la figure 3-4, les 5% de la population mondiale les plus favorisés ont consommé en moyenne au rythme de 10 kilowatts par personne, alors que 50% de cette population moins d'un kilowatt par tête.

On estime que la population mondiale croît actuellement à un rythme très proche de 2% par an, suffisant pour que cette population double en 35 ans. Même en tenant compte d'une éventuelle diminution du taux de croissance démographique il est à peu près certain que la population mondiale aura augmenté d'environ 50% d'ici à l'an 2000, cet accroissement devant être surtout le fait des régions qui, aujourd'hui consomment le moins d'énergie par tête d'habitant. Aussi le souci des pays développés de conserver l'énergie n'est-il pas partagé

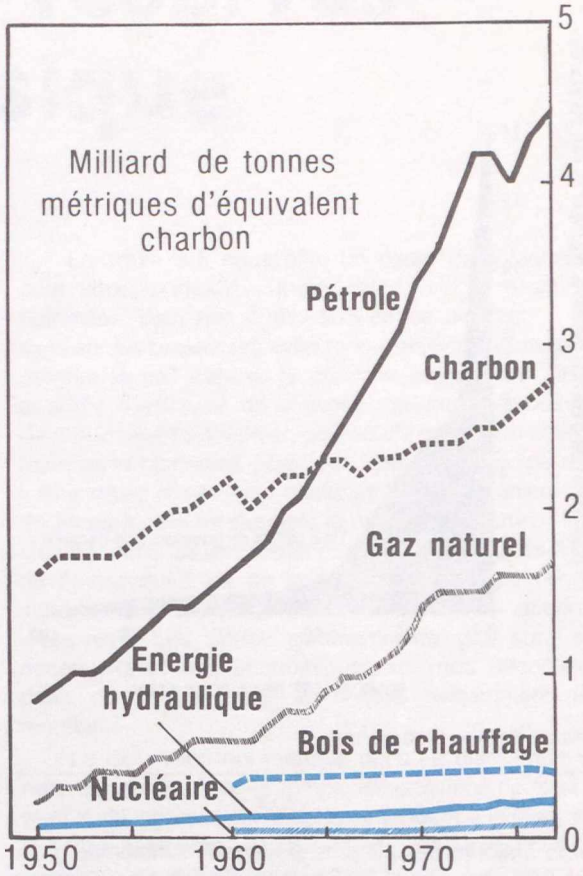
Figure 3-2: PNB PAR HABITANT ET DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LES PAYS DÉVELOPPÉS ET LES PAYS EN VOIE DE DÉVELOPPEMENT 1960-1977



Nota Demande énergétique par habitant mesurée en kilogramme d'équivalence de charbon par habitant.

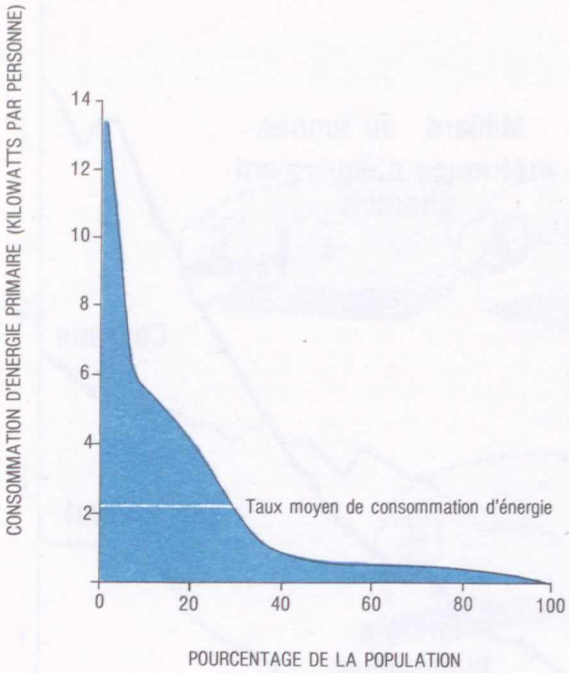
Source: Sivard, 1979, p. 11.

Figure 3-3: PRODUCTION MONDIALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE 1950-1977



Source: Sivard, 1979, p. 7.

Figure 3-4: RÉPARTITION GLOBALE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1975

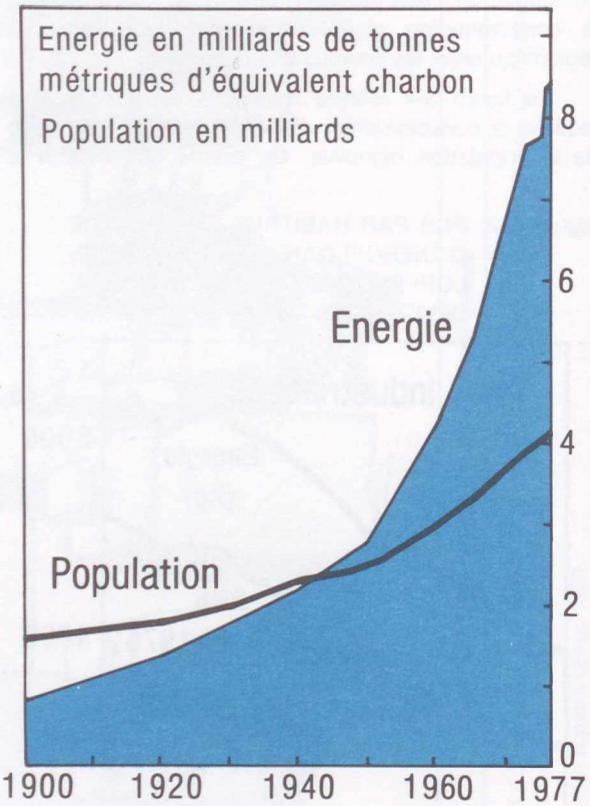


Source: Sassin, 1980, p. 120.

par la majorité des peuples. Il faudrait, simplement pour maintenir pendant les 20 prochaines années le rythme actuel de consommation d'énergie par tête d'habitant, que notre planète augmente sa production de plus de 50%. On ne saurait, dans le monde industrialisé, concevoir aucun moyen de conservation de l'énergie capable de suppléer tant soit peu les besoins que le monde en voie de développement aura à satisfaire compte tenu de sa croissance démographique. Pour la majeure partie de l'humanité, le problème qui se pose avec acuité dans le domaine de l'énergie est donc celui d'en augmenter la production à un prix abordable.

Pour conclure ce bref aperçu de la scène énergétique mondiale, nous avons comparé les taux de croissance de la population et de la demande énergétique au vingtième siècle (Figure 3-5). Depuis 1950, le monde assiste à un phénomène extraordinaire: alors qu'on s'alarmait de la croissance démographique dans l'après-guerre, la demande énergétique grimpait tout près de *quatre fois* plus vite. Voilà bien une période remarquable (mais éphémère) de l'occupation de notre planète par l'homme.

Figure 3-5: CROISSANCE DE LA POPULATION ET DE LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE DANS LE MONDE, 1900-1977



Source: Sivard, 1979, p. 6.

Ressources et réserves d'énergie classique

1. L'ÉVENTAIL DES RESSOURCES ET DES RÉSERVES

Pour comprendre ce que signifie disponibilité énergétique au Canada, le lecteur doit tout d'abord se pencher sur le sens des mots *réserves et ressources*. Considérons la citation suivante tirée du *Book of Popular Science* (1926) qui illustre une opinion largement répandue à l'époque:

> ...apparemment les réserves de pétrole seront bientôt épuisées et dès maintenant le coût de l'essence est à la hausse. Grâce à des méthodes de production nouvelles et perfectionnées, nous pouvons augmenter quelque peu le volume de nos provisions mais, si d'autres gisements pétroliers ne sont pas découverts, l'épuisement de ce produit de consommation ne tardera pas à se manifester. Nous devons trouver d'autres carburants pour les automobiles. La distillation des produits végétaux peut donner des carburants adaptables aux moteurs à essence; c'est dans cette voie qu'il faut s'engager pour trouver des promesses d'avenir. (*The Book of Popular Science,* Grolier, N.Y., 1926, p. 570)

Les auteurs ont prédit par ailleurs que l'automobile devrait avoir un rôle de moins en moins important dans la vie américaine et que le cheval regagnerait le rang prééminent qu'il mérite bien. Les données matérielles de cette déclaration sont aussi vraies en 1981 qu'elles l'étaient en 1926, mais la conclusion erronée à laquelle les auteurs avaient abouti se fondait sur une mésinterprétation (ou sur une ignorance) de la distinction qui s'impose entre réserves se trouvant dans les profondeurs de la terre et ressources récupérables en dernière instance.

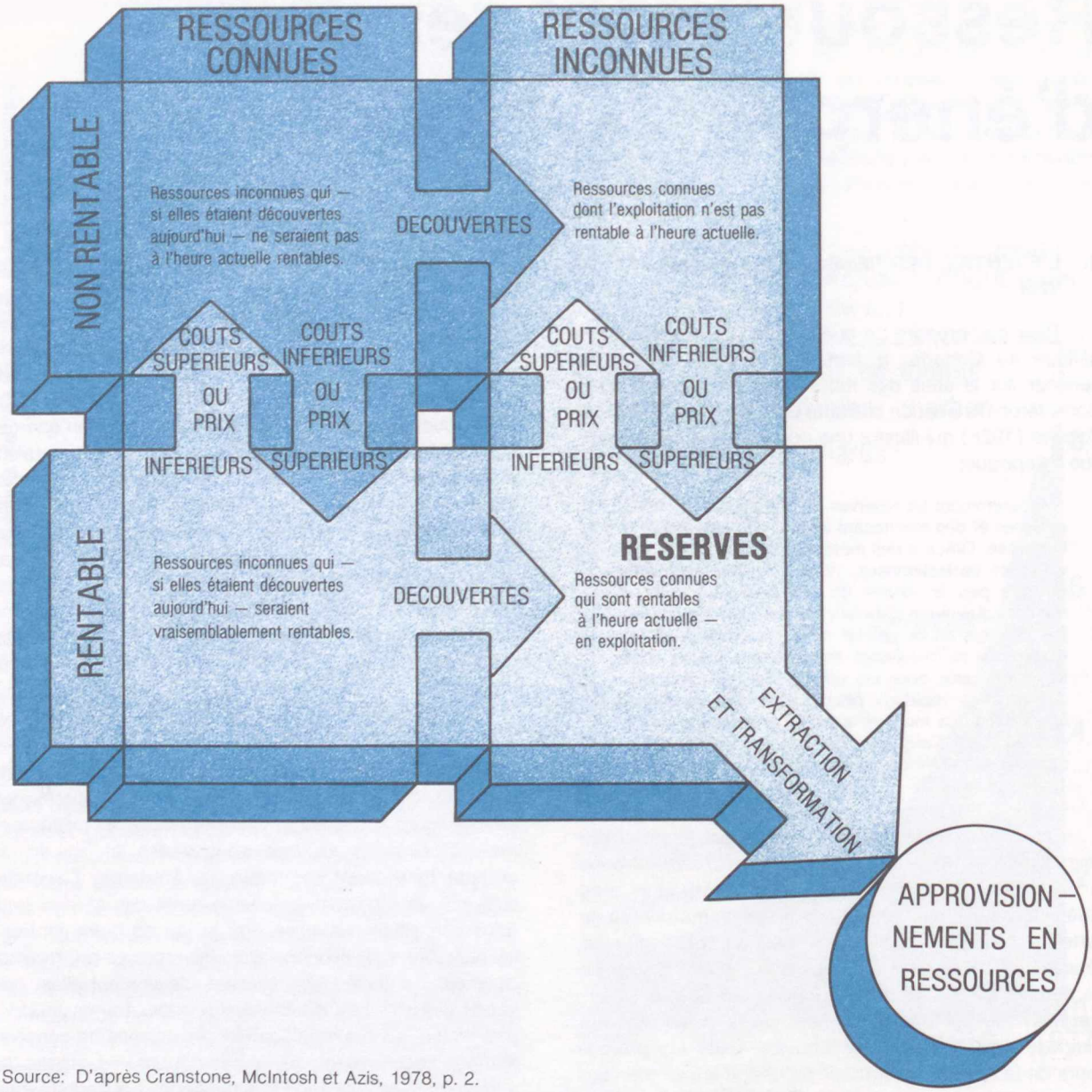
Toute évaluation des ressources énergétiques naturelles d'un pays, qu'il s'agisse de pétrole, de produits forestiers ou d'énergie éolienne, doit tenir compte des critères de coût et de durée possible d'exploitation, à moins qu'il ne s'agisse en l'occurrence d'une base de ressources ultime, notion qui n'a que peu d'applications au plan pratique. Il est dès lors évident que des prévisions significatives à long terme des ressources disponibles ne peuvent être formulées parce qu'il nous est impossible de prédire le cheminement du progrès technologique, l'évolution de la politique et les mesures économiques qui seront appliquées.

La figure 3-6 nous offre un cadre dans lequel on peut situer n'importe quelle catégorie de ressources naturelles. Bien que l'utilisation de ce diagramme soit axée sur les ressources «non renouvelables» telles que le pétrole, le gaz naturel, le charbon et l'uranium, il est possible d'entrevoir dans quelle mesure les processus de production hydro-électrique ou d'exploitation énergétique de la biomasse, pour n'en citer que deux, peuvent y être situés moyennant quelques légers remaniements. En prenant comme exemple le cas du gaz naturel, il est clair que tous les gisements peuvent être assignés à l'un ou l'autre quadrant de la figure, les champs de gaz actuellement exploités étant assignés au quadrant «réserves». Les autres gisements de gaz sont soit découverts et non économiques soit non découverts; dans ce dernier cas, on ignore évidemment leur rentabilité.

La dimension qui manque dans ce diagramme est celle du temps. Avec le temps, les positions de tous les gisements localisés sur le schéma tendent à évoluer vers la flèche «extraction et traitement»; les ressources non économiques le deviennent économiques, les ressources non découvertes le sont découvertes et en fin de compte deviennent économiques. Toutefois, l'itinéraire suivi par un gisement spécifique au fil des années peut avoir une allure tortueuse. Par le jeu de quels facteurs les ressources deviennent-elles des réserves ou, réciproquement, d'anciennes réserves deviennent-elles non économiques? Les principales raisons, toutes interdépendantes, sont la modification des normes de consommation, l'écoulement ou la constitution de stocks de réserve et la modification des politiques gouvernementales.

Il est important de ne pas perdre de vue deux contraintes qui s'exercent sur les estimations relatives aux réserves et aux ressources présentées ici. Tout d'abord, les estimations relatives aux réserves ne sont valides que dans le contexte des conditions économiques actuelles. D'autre part, les projections relatives à l'offre et à la demande, tout en étant utiles, sont hautement conjecturelles au-delà du court terme. Il existe un troisième facteur à prendre en considération: il concerne les contraintes physiques exercées sur le rythme de fourniture des ressources. Le fait qu'une réserve existe en grande quantité ne garantit nullement que cette

Figure 3-6: LES RESSOURCES AU FIL DU TEMPS



Source: D'après Cranstone, McIntosh et Azis, 1978, p. 2.

réserve est ou sera exploitable à un taux permettant de satisfaire la demande. Par exemple, dans le cas d'une nouvelle usine de traitement des sables bitumineux, l'étape qui sépare la conception du projet de la production initiale de pétrole synthétique brut peut comporter aisément une décennie complète et les contraintes qui s'exercent sur la disponibilité des capitaux et de la main-d'œuvre peuvent imposer un rythme de développement plus lent qu'on ne l'aurait souhaité. Même un gisement productif est soumis à des contraintes de rythme d'extraction: le pétrole brut jaillit avec un débit déterminé qui dépend de la viscosité du produit, des caractéristiques géologiques du gisement et de l'espacement des puits.

2. RESSOURCES EN HYDROCARBURES

Les hydrocarbures sont des composés organiques formés de carbone et d'hydrogène. Ces composés peuvent se présenter à l'état gazeux, liquide ou solide. Le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon sont essentiellement des mélanges d'hydrocarbures structurés de façon plus ou moins complexe et contenant, en quantités variables, des impuretés comme le soufre.

Tableau 3-1: RÉSERVES ET RESSOURCES CANADIENNES D'HYDROCARBURES LIQUIDES

	Volume (En millions de mètres cubes)[a]
Réserves conventionnelles prouvées de pétrole brut et gaz naturel liquéfié	
Colombie-Britannique	32
Alberta	1,101
Saskatchewan	119
Manitoba	6
Est du Canada	1
Territoires	29
TOTAL	1,288
Ressources non conventionnelles récupérables de pétrole amélioré[b]	
Lloydminister (huiles lourdes)	127—365
Cold Lake, *in situ* (sables pétrolifères)	2,384—4,767
Athabaska, mines (sables pétrolifères)	4,291
Athabaska, *in situ* (sables pétrolifères)	6,356—22,247
TOTAL	13,158—31,670
Ressources de pétrole classique[c]	
Ouest du Canada	1,589
Mackenzie-Beaufort	1,096
Arctique Est	604
Est du Canada (y compris au large des côtes)	826
Territoires	79
TOTAL	4,194

(a) 1 mètre cube = 6.29 barils.
(b) Les intervalles figurant dans les estimations résultent de l'incertitude liée au facteur de récupération qu'on peut atteindre en se servant de la technologie de récupération *sur place*.
(c) Comprend les réserves restantes, les ressources découvertes et les ressources potentielles non découvertes, suivant un taux de probabilité de 50% (estimation de 1976).

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980b; et Canadian Petroleum Association, 1980.

A. HYDROCARBURES LIQUIDES

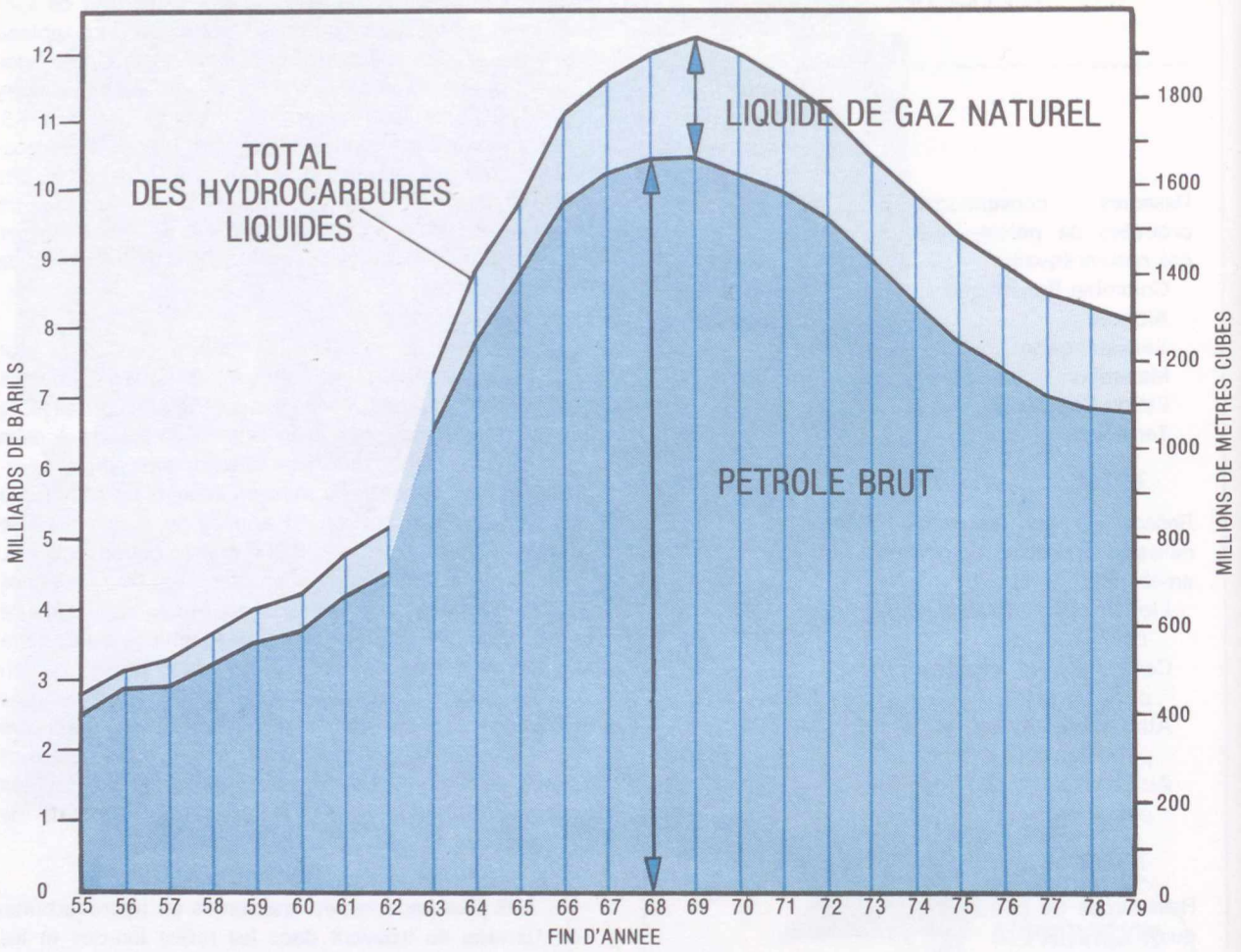
Dans ce rapport, l'expression «*hydrocarbure liquide*» englobe le pétrole brut, le pétrole brut de synthèse et les liquides extraits du gaz naturel. Le tableau 3-1 est une compilation des estimations récentes des réserves et ressources canadiennes en hydrocarbures liquides. La figure 3-7 montre l'évolution, depuis 1955, des réserves canadiennes d'hydrocarbures liquides classiques (ce qui comprend le brut classique et le gaz naturel liquéfié). Nos réserves de brut classique ont culminé en 1969 avec 1665 millions de mètres cubes (environ 10.5 milliards de barils); elles n'ont cessé de décliner depuis lors.

Les réserves prouvées du Canada en pétrole brut classique sont fortement concentrées dans la province de l'Alberta. Si ces réserves peuvent être extraites et livrées sur les marchés à un rythme équivalent à celui auquel progresse la demande interne, elles seraient suffisantes pour répondre à tous les besoins en pétrole du Canada pendant environ 11 années au taux actuel de consommation (environ 300,000 mètres cubes par jour). En fait, il ne pourra jamais en être ainsi en raison des limites physiques qui s'exercent sur le taux maximum de production et parce que la région Atlantique du Canada ne reçoit pas de pétrole brut. D'autres ressources en pétrole classique sont estimées à un niveau qui est près de quatre fois supérieur à celui des réserves et elles sont, elles aussi, fortement concentrées dans l'ouest et dans l'arctique canadien, nonobstant de récentes découvertes dans la région des Grands Bancs de Terre-Neuve.

Les plus importantes ressources en hydrocarbures du Canada se trouvent dans les huiles lourdes et les sables pétrolifères de l'Ouest du Canada (surtout en Alberta); il y a là de ressources suffisantes, théoriquement, pour répondre à nos besoins au taux actuel de consommation pour près de 400 ans, si l'on arrive à récupérer une portion suffisamment importante de ces ressources. Il est dès lors évident que le Canada peut fort bien ne pas connaître de pénurie de pétrole classique ou synthétique pendant un temps très long si notre pays est décidé à développer ces ressources et à faire face aux coûts économiques, sociaux et environnementaux d'un tel développement. Le Comité est toutefois d'avis que ces coûts *sont* insoutenables et il propose en conséquence les solutions de remplacement définies dans ce rapport.

La mise en valeur à grande échelle des sables pétrolifères, assez abondants pour permettre au Canada de satisfaire pendant plusieurs dizaines d'années aux besoins d'une économie axée sur l'utilisation des produits pétroliers, donnerait assurément lieu à des dépen-

Figure 3-7: RÉSERVES CANADIENNES D'HYDROCARBURES LIQUIDES CLASSIQUES, 1975-1979



Note: La rupture de la courbe, entre 1962 et 1963 correspond à un changement de méthode d'estimation des réserves par la Canadian Petroleum Association.

Source: Canadian Petroleum Association, 1980.

ses très élevées. En dollars de 1980, le coût estimatif de la prochaine unité de traitement des sables asphaltiques est supérieur à $10 milliards et la création, sur une courte période; de plusieurs installations de ce genre aurait sur l'économie de l'Alberta des effets dévastateurs. La pénurie de main-d'œuvre qualifiée, le manque de personnel de haut niveau de technicité et la rareté de l'équipement et des matériaux spécialisés rendraient très difficiles la construction simultanée de plusieurs unités de traitement. De telles installations nécessitent en outre de l'eau à profusion; polluée par le bitume, cette eau, qui ne peut être renvoyée directement dans la rivière Athabasca, dégage en abondance dans l'atmosphère de l'anhydride sulfureux provenant du traitement du bitume à haute teneur en soufre. Certains experts sont arrivés à la conclusion que la cadence optimale de mise en service de nouvelles installations de traitement devrait être d'une tous les quatre ans. Ainsi, le Comité considère que les sables pétrolifères du Canada représenteront au cours des prochaines décennies une contribution essentielle, mais en aucun cas prédominante, aux besoins en énergie de notre pays.

Termes fréquemment utilisés dans l'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière a un vocabulaire spécialisé et nous avons groupé ci-après certains de ses termes les plus courants. Ces définitions peuvent varier d'une source à l'autre et, dans certains cas, elles ont été modifiées au fil du temps.

COMBUSTIBLE FOSSILE: Dépôts géologiques combustibles composés de carbone organique d'origine biologique. Ces dépôts comprennent le pétrole brut, le gaz naturel, les schistes bitumineux, les sables pétrolifères et le charbon.

PÉTROLE: Souvent défini comme hydrocarbure liquide à l'état naturel. La définition est parfois élargie de façon à comprendre les produits raffinés à l'état liquide; ce terme englobe à l'occasion le gaz naturel, le bitume et le kérosène (un hydrocarbure solide contenu dans l'huile de schiste).

PÉTROLE BRUT (CLASSIQUE): Mélange composé principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qu'on peut extraire par un puits foré dans un gisement souterrain et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé.

PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE: Un mélange composé principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, provenant du bitume brut et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé. Les sables pétrolifères de l'Athabasca contiennent le pétrole brut synthétique que l'on produit aujourd'hui au Canada.

CONDENSAT: Mélange composé principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds que l'on extrait par un puits foré dans un gisement souterrain et qui se présente à l'état gazeux dans la cavité qui le recèle mais qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé. Le condensat est souvent inclus dans le «pétrole brut» et nous suivons cet usage dans le présent rapport.

PENTANES DE TRAITEMENT: Un mélange composé principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds que l'on obtient par le traitement du gaz naturel brut, du condensat ou du pétrole brut.

A noter qu'en anglais le terme «OIL» désigne le brut classique et synthétique, le condensat et les pentanes de traitement. C'est pourquoi ceux-ci sont désignés comme pétrole classique (conventional oil) quand on veut exclure le brut synthétique.

BITUME BRUT: Un mélange obtenu à l'état naturel et composé principalement d'hydrocarbures plus lourds que le pentane; très visqueux à l'état naturel il ne peut jaillir d'un puits avec un débit commercialement rentable.

SABLES BITUMINEUX: Sables imprégnés de pétrole brut lourd, de consistance goudronneuse et trop visqueux pour pouvoir être extraits par jaillissement naturel à l'aide de puits.

GISEMENTS DE PÉTROLE LOURD: Gisements de pétrole dont les caractéristiques sont intermédiaires entre le sable bitumineux lourd et le pétrole brut classique. Le brut est extrêmement visqueux et, dans des conditions normales, ne s'écoule pas ou s'écoule très lentement.

Les sables bitumineux et les gisements de pétrole lourd sont normalement désignés comme *sables pétrolifères*, terminologie que nous adopterons.

LIQUIDES DE GAZ NATUREL: Produits intermédiaires entre le gaz naturel et le pétrole brut et qui constituent une famille d'hydrocarbures extraits sous forme de liquides lors de la production du gaz naturel. Ces liquides comprennent l'éthane, le propane, les butanes ou les pentanes de traitement ou encore une combinaison de ces derniers.

GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉ: Un sous-groupe des liquides extraits du gaz naturel et consistant principalement en un mélange de propane et de butanes, qui sont gazeux à la pression atmosphérique mais liquides aux pressions légèrement supérieures à celle-ci. Connu sous le nom de «gaz à embouteiller».

Les produits dont il a été question jusqu'ici—pétrole brut, pétrole brut de synthèse, condensat, pentanes, propane, butanes, et éthanes constituent les *HYDROCARBURES LIQUIDES*.

GAZ ASSOCIÉ: Gaz se trouvant à l'état libre dans une roche-réservoir et que l'on trouve associé au pétrole brut dans les conditions où la roche se trouvait à l'origine.

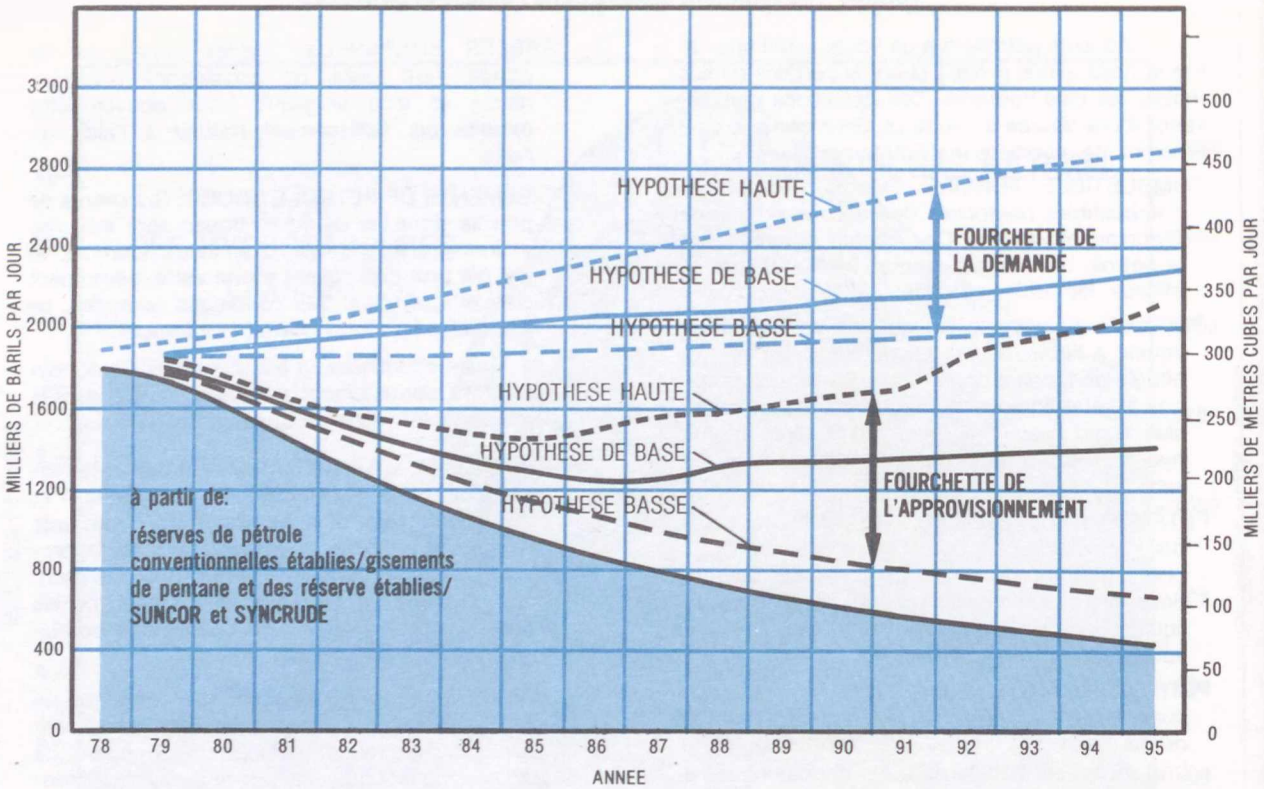
GAZ NON ASSOCIÉ: Gaz à l'état libre se trouvant dans une roche-réservoir mais qui n'est pas associé au pétrole brut dans l'état initial de la roche.

GAZ DISSOUS: Gas qui se trouve en solution dans le pétrole brut de la roche-réservoir et qui s'en échappe par suite des modifications de pression et de température.

GAZ BRUT: Gaz naturel tel qu'il existe dans un gisement ou qu'il est en est extrait avant tout traitement.

GAZ NATUREL MARCHAND: Gaz brut dont certains composants ont été enlevés ou pratiquement enlevés par les opérations de traitement. Le gaz marchand est souvent appelé «gaz de pipe-line» ou «gaz commercial» et il se compose principalement de méthane.

Figure 3-8: SCÉNARIOS DE PRODUCTION ET DES BESOINS, PRÉVISIONS O.N.E. (1978)



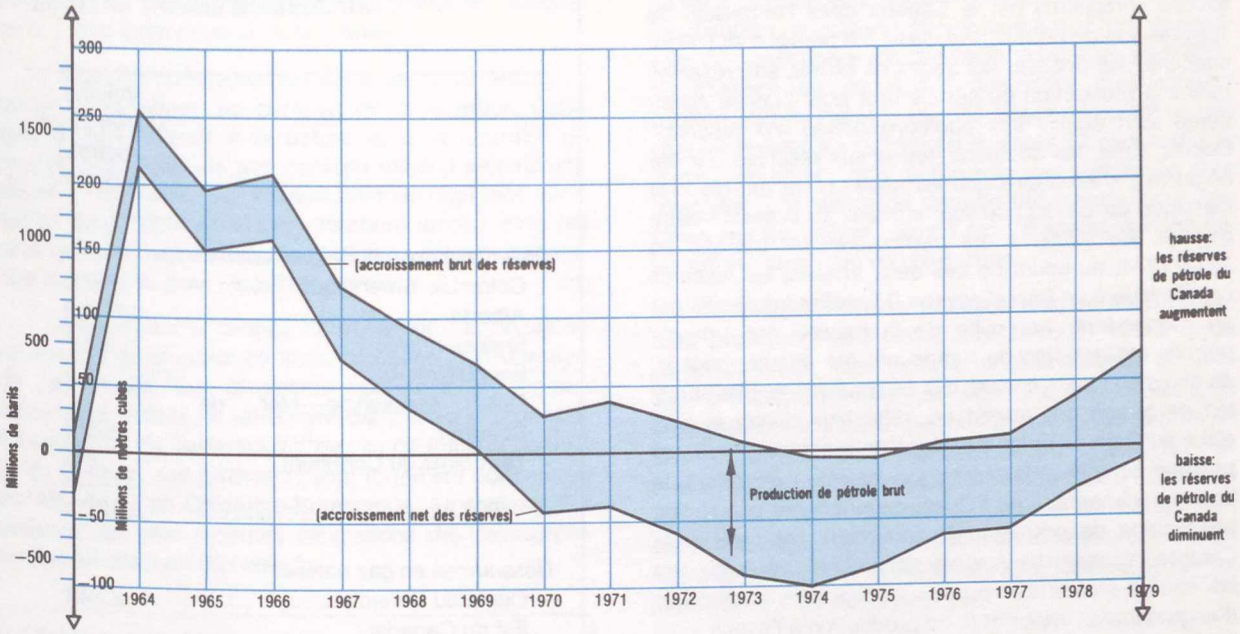
La partie inférieure ombrée du graphique représente la production future qui semble raisonnablement assurée grâce aux réserves connues de produits classiques et aux deux unités de production qui traitent actuellement les sables bitumineux. Les courbes supérieures sont des scénarios de production basées sur les données factuelles optimistes et sur des hypothèses pessimistes quant aux augmentations ultérieures des réserves de produits classiques et aux capacités de production de produits nouveaux. Pareillement, les courbes d'indication des besoins représentent des valeurs élevées, faible autour d'une référence.

Source: L'Office national de l'énergie du Canada, 1978.

En dépit de l'importance considérable des ressources en pétrole figurant au tableau 3-1, il est bien connu que le Canada n'est pas autosuffisant en pétrole. En raison de problèmes liés aux prix du pétrole, aux capitaux disponibles et aux innovations technologiques, ainsi que par suite de décisions politiques et de faibles succès en matière d'exploration, on a observé un déclin dans la production au cours des récentes années et, comme l'indique la figure 3-8, il est vraisemblable que cette tendance se maintiendra au cours des prochaines années. La partie inférieure hachurée du graphique indique les possibilités de production de pétrole brut provenant des réserves connues (en 1978) de pétrole classique et de pétrole synthétique que peuvent traiter les deux usines de traitement des sables bitumineux. Il est improbable que la production présente connaisse une baisse dans ce domaine, car il est assuré que de nouvelles réserves s'ajouteront à celles-là; de plus, les conditions actuelles nous portent à penser que nous continuerons à extraire du pétrole brut avec un débit proche de la capacité maximale de production du Canada.

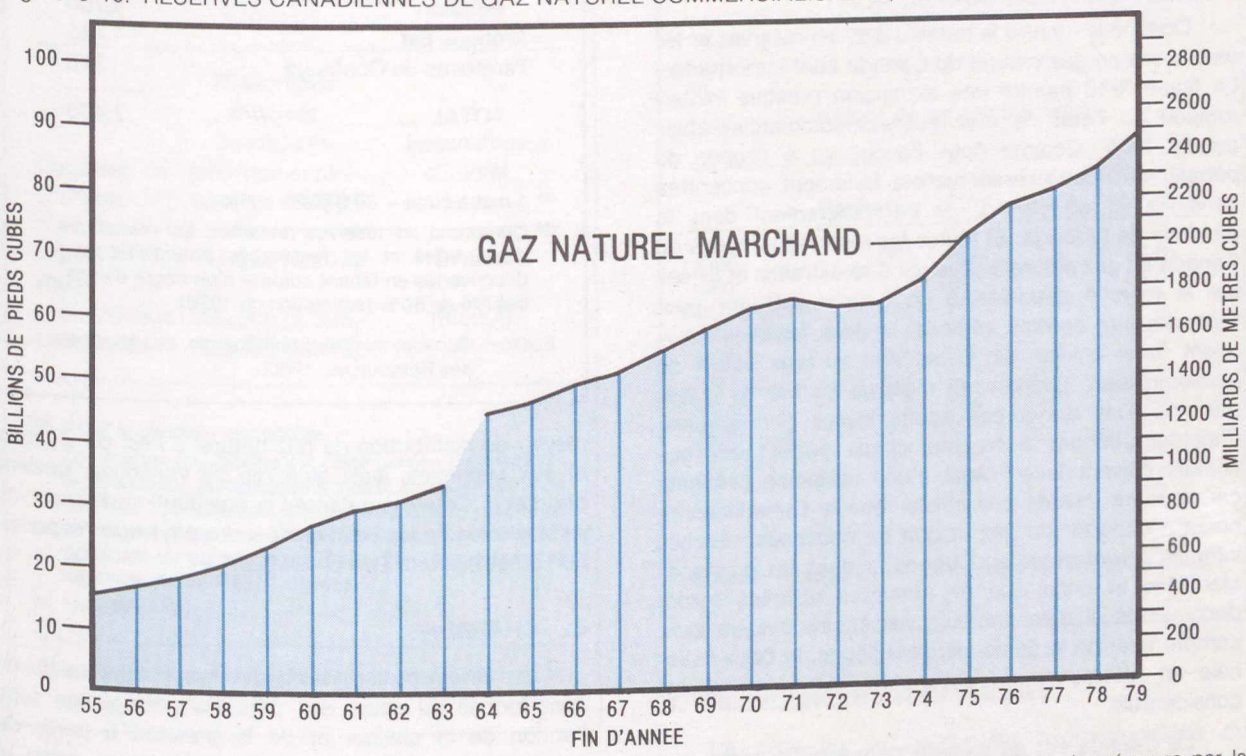
Les projections de production future de l'Office national de l'énergie du Canada pour les produits pétroliers, apparaissent également à la figure 3-8. L'Office met présentement à jour ses projections de 1978 relativement à l'approvisionnement et à la demande pour le pétrole mais ses résultats n'étaient pas disponibles au moment de la préparation de ce rapport. Les projections préparées par EMR indiquent que la demande canadienne future sera inférieure aux prévisions de l'ONE qui sont basées sur les données factuelles et que l'approvisionnement national se situera entre les données de l'ONE et l'hypothèse haute. Si les projections de EMR se révèlent plus réalistes, les besoins du Canada en pétrole pour les années 80 seront inférieurs à ce qu'a suggéré le rapport de l'ONE pour 1978.

Figure 3-9: ACCROISSEMENT BRUTES ET NETTES DES RÉSERVES CANADIENNES DE PÉTROLE BRUT CLASSIQUE, 1963-1979



Source: D'après *Canadian Petroleum Association*, 1980.

Figure 3-10: RÉSERVES CANADIENNES DE GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE, 1955-1979



Note: La rupture de la courbe, entre 1963 et 1964 correspond à un changement de méthode d'estimation des réserves par la Canadian Petroleum Association.

Source: Canadian Petroleum Association, 1980.

Le rôle que jouent les prix dans la détermination des réserves se dégage de la figure 3-9 qui illustre les succès enregistrés par le Canada dans l'extension de ses réserves de pétrole brut classique depuis 1963. Pour chacune des années, les additions brutes aux réserves moins la production de pétrole brut pour l'année considérée sont égales aux additions nettes aux réserves. Depuis 1969, les additions nettes aux réserves ont été négatives; c'est-à-dire que les réserves de pétrole brut classique du Canada se sont effritées au cours de cette période. Ce déclin a été particulièrement marqué en 1973-1974; au cours de ces deux années, les réserves ont diminué à un taux d'environ 0.5 milliard de barils par an. Cependant, par suite de la hausse des prix du pétrole, les activités de forage ont été encouragées et de nouveaux puits ont été mis en production. Les activités de forage ont atteint en 1980 leur niveau le plus élevé au Canada et les additions de réserves brutes ont presque compensé la production interne. Cependant, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est une région productrice de pétrole déjà fortement entamée et le Canada doit regarder vers ses régions pionnières ou vers les sables bitumineux pour y trouver des possibilités d'augmentation importante de production à l'avenir.

B. LE GAZ NATUREL

Comme le montre le tableau 3-2, les réserves et les ressources en gaz naturel du Canada sont importantes. La figure 3-10 montre une expansion presque ininterrompue de l'état de nos réserves commercialisables depuis 1955. Comme nous l'avons vu à propos du pétrole brut, cette ressource est fortement concentrée dans l'ouest du Canada et particulièrement dans la province de l'Alberta. Si toutes les réserves connues du Canada en gaz naturel pouvaient être extraites et livrées sur le marché canadien à un rythme suffisant pour répondre aux besoins internes, lesdites réserves pourraient durer environ cinquante ans au taux actuel de consommation. (Environ 45 milliards de mètres cubes par an). Des ressources additionnelles permettraient d'ajouter 180 ans à ce total. Il est évident que ces chiffres doivent faire l'objet d'une utilisation prudente car nous ne devons pas oublier que le Canada continuera à exporter du gaz et que de nouveaux marchés internes seront créés au Québec et dans les provinces Maritimes et enfin que de nouvelles réserves seront découvertes. Il n'en demeure pas moins évident que, compte tenu de la demande canadienne, la base nationale en ressources de gaz naturel est certainement considérable.

Le Canada est en mesure de substituer dans une grande mesure le gaz naturel au pétrole brut pour satisfaire à ses propres besoins et soutenir dans l'est du pays le marché de l'importation du brut. L'extension du réseau de distribution de gaz naturel à l'est du Québec et aux Maritimes, ainsi qu'à l'Île de Vancouver devient prioritaire. Ce n'est qu'après la constitution de réserves suffisantes pour les besoins de notre pays que l'exportation du gaz pourra être envisagée.

Tableau 3-2: RÉSERVES ET RESSOURCES CANADIENNES EN GAZ NATUREL

	Volume (Milliards de mètres cubes)[a]
Réserves connues de gaz naturel	
Colombie-Britannique	187.0
Alberta	1,640.2
Saskatchewan	22.7
Est du Canada	8.5
Delta Mackenzie—Mer de Beaufort	260.6
Territoires du Continent	8.5
TOTAL	2,127.5
Ressources en gaz naturel[b]	
Ouest du Canada	2,748
Est du Canada:	
Gisements en terre ferme et hauturiers	1,235
Delta Mackenzie—Mer de Beaufort	1,700
Arctique Est	1,445
Territoires du Continent	275
TOTAL	7,403

[a] 1 mètre cube = 35.3 pieds cubes.

[b] Comprend les réserves restantes, les ressources découvertes et les ressources potentielles non découvertes en tenant compte d'un degré de probabilité de 50% (estimation de 1976).

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980b.

C. CHARBONS

Les charbons sont des hydrocarbures solides qui se sont formés au cours des périodes géologiques sous l'action de la chaleur et de la pression à partir de matières végétales enfouies. Ils sont classés selon le *degré* de métamorphisme du produit organique d'origine. Par ordre décroissant de degrés de métamorphisme, on en distingue quatre classes: l'anthracite, le

schiste bitumineux, le schiste sous-bitumineux et le lignite. D'une manière générale, cet ordre décroissant correspond à une décroissance de la teneur en carbone, de la valeur calorifique et de la solidité.

La qualité du charbon est liée à ces caractéristiques qui en conditionnent les perspectives d'utilisation. Cette qualité tient surtout à la nature et à la quantité de produit organique, de son contenu minéral incombustible et à l'humidité. Ces caractéristiques régissent l'utilisation qu'on peut faire d'un charbon: emploi dans les centrales thermiques, transformation en coke métallurgique ou substrat pour l'industrie chimique.

Le Canada a la chance de posséder d'abondantes ressources de charbon de toute catégorie, à l'exception de l'anthracite. Des gisements possédant une importance économique se retrouvent dans chaque province, à l'exception de Terre-Neuve, de l'Île du Prince-Édouard et du Québec; ces gisements sont fortement concentrés en Alberta et en Colombie-Britannique. Le tableau 3-3 présente les plus récentes estimations des ressources totales en charbon du Canada.

Tableau 3-3: ESTIMATIONS DES RESSOURCES ET RÉSERVES EN CHARBON DU CANADA EN MILLIONS DE TONNES MÉTRIQUES, 1978

Catégorie de charbon	Ressources d'intérêt immédiat[a] (charbon exploitable en 1977)[b]	Ressources d'intérêt futur
Lignite	17,209 (3,207)	27,586
sous-bitumineux	132,000 (7,328)	198,000
bitumineux	98,787 (5,556)	[c]

[a] Inclut le charbon exploitable.
[b] Le charbon exploitable est cette portion des ressources mesurées et localisées d'intérêt immédiat dans un gisement de charbon dont l'exploitation peut être envisagée à l'aide de la technologie disponible, en applicant un calcul économique d'ordre général à la méthode d'exploitation minière.
[c] Non déterminé.

Source: Adaptation des données de Bielenstein *et al*, 1979, p. 15, 23.

Ces ressources incluent celles «d'intérêt immédiat» et les ressources connues d'intérêt futur. Le tableau présente, entre parenthèses, cette portion des ressources en charbon qui peuvent être considérées comme exploitables, c'est-à-dire les réserves en charbon du Canada. Cependant, toutes ces réserves en charbon exploitables ne peuvent être récupérées. En règle générale, on ne récupère effectivement qu'environ 65 à 85% du charbon au cours des opérations d'exploitation minière souterraine et le taux de récupération est un peu plus élevé dans les opérations minières à ciel ouvert. Les ressources en charbon du Canada sont suffisantes pour répondre à la demande canadienne interne pour plusieurs siècles, même compte tenu d'augmentations raisonnables du niveau de production.

En 1979, le Canada comptait 13 importants exploitants produisant du charbon à partir de 21 mines. Selon les estimations, ces exploitants produisaient en tout 33.2 millions de tonnes de charbon, surtout du type bitumineux. Le tableau 3-4 montre que la production de charbon du Canada a plus que doublé depuis 1970 et que le niveau des exportations de charbon a augmenté jusqu'à correspondre plus ou moins au niveau des importations (le charbon thermique et le charbon métallurgique utilisés en Ontario ont été traditionnellement importés de l'est des États-Unis.

Tableau 3-4: PRODUCTION, IMPORTATIONS, EXPORTATIONS ET CONSOMMATION DE CHARBON AU CANADA, 1968-1978

En millions de tonnes métriques

	Production	Importations	Exportations	Consommation interne
1968	10.0	15.5	1.3	24.8
1969	9.7	15.7	1.2	24.0
1970	15.1	17.1	4.0	26.8
1971	16.7	16.5	7.0	25.6
1972	18.8	17.5	7.7	25.8
1973	20.5	14.8	10.9	24.9
1974	21.3	12.4	10.8	24.8
1975	25.3	15.3	11.7	26.1
1976	25.5	14.6	11.8	28.2
1977	28.7	15.4	12.4	30.9
1978	30.5	14.1	14.0	31.7

Source: Adaptation de Aylesworth et Weyland, 1980, p. 2.

3. RESSOURCES HYDRAULIQUES

La capacité de production hydro-électrique du Canada a augmenté d'une façon spectaculaire au cours du 20e siècle; toutefois, la contribution des sources hydrauliques à la production totale a décliné depuis une

crête de 90% dans les années 1940 et 1950 jusqu'à un creux de 57% en 1979. Le tableau 3-5 donne, par type d'installation, la capacité de production du Canada depuis 1920. Bien que la capacité de production hydro-électrique devrait, selon la prévision, augmenter de plus de 15,000 mégawatts en 1991, celle-ci restera à peu près au même niveau relatif par rapport à l'ensemble de la production électrique au début des années 1990.

Le Canada est doté de ressources hydrauliques dont l'abondance ferait l'envie de presque tout autre pays. Toutefois, la grande majorité des sites de production non encore aménagés s'avèrent à présent non économiques; plusieurs de ces sites sont de très faible dimension ou d'une faible pression. Le nombre de ces sites pouvant faire l'objet d'une exploitation commerciale viable et le rythme auquel on pourra les exploiter dépendent d'un certain nombre de facteurs impondérables, notamment des progrès technologiques dans la production de l'énergie hydro-électrique, de l'instabilité des paramètres économiques de l'électricité dans le tableau énergétique national et des modifications techniques et politiques associées à la fission nucléaire. Les répercussions sur l'environnement causés par l'aménagement intensif des sites de production d'énergie hydro-électrique constituent la source d'une autre contrainte. Les répercussions de l'édification de plusieurs nouvelles centrales hydro-électriques sur la pêche en eaux douces, sur l'utilisation des terrains à des fins de loisirs et autres et les effets sur le climat local devront être étudiés soigneusement au cours des prochaines années.

Tableau 3-5: CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE AU CANADA, 1920-1979

En mégawatts électriques

Année	Thermique classique	Nucléaire	Hydro	Total
1920	300	—	1,700	2,000
1930	400	—	4,300	4,700
1940	500	—	6,200	6,700
1950	900	—	8,900	9,800
1955	2,100	—	12,600	14,700
1960	4,392	—	18,657	23,049
1965	7,557	20	21,771	29,348
1970	14,287	240	28,298	42,825
1975	21,404	2,666	37,282	61,352
1979	27,216	5,866	43,990	77,072

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980a, p. 70.

Selon les estimations actuelles, il serait techniquement possible de produire en plus du niveau actuel 104,000 mégawatts d'énergie hydro-électrique, soit plus du double de la capacité présentement exploitée. Ce chiffre comprend 63,000 mégawatts qui pourraient probablement être obtenus de façon économique. Le tableau 3-6 résume la répartition actuelle de l'énergie hydro-électrique actuelle et potentielle au Canada. Il est évident que le potentiel nominal de cette source d'énergie est extrêmement limité en comparaison avec les autres formes d'énergie et que les ressources hydrauliques du Canada seront largement exploitées vers le milieu du 21e siècle.

Tableau 3-6: POTENTIEL D'ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE DU CANADA EN 1980

En mégawatts électriques

		Potentiel énergétique non exploité		
	En activité et en construction	Potentiel Hydro résiduel théorique	Potentiel résiduel techniquement exploitable	Potentiel résiduel économiquement et techniquement exploitable
Terre-Neuve et Labrador	6,535	7,000	6,272	4,776
Île-du-Prince-Édouard	—	—	—	—
Nouvelle-Écosse	360	160	100	50
Nouveau-Brunswick	900	620	556	460
Québec	25,750	42,160	30,750	18,838
Ontario	7,138	7,770	6,152	2,072
Manitoba	4,796	7,023	4,945	4,945
Saskatchewan	567	2,395	1,711	1,161
Alberta	718	18,800	11,440	4,357
Colombie-Britannique	12,134	29,400	25,827	17,575
Yukon	68	11,000	10,440	5,043
Territoires du Nord-Ouest	47	14,900	6,000	4,163
CANADA	59,013	141,228	104,193	63,440

Note: (a) Les projets à l'étude sont compris dans le potentiel résiduel non exploité.

(b) Les potentiels résiduels économiquement et techniquement exploitables sont exprimés en mégawatts.

(c) Les réserves pompées et l'énergie marémotrice ne sont pas comprises.

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980c.

4. RESSOURCES EN URANIUM

Le Canada est doté d'importantes ressources d'uranium. L'extraction de l'uranium se poursuit dans l'Ontario et la Saskatchewan et d'autres gisements importants sont localisés dans ces provinces ainsi qu'à Terre-Neuve, au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Colombie-Britannique, dans le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Le tableau 3-7 présente les estimations les plus récemment publiées des ressources d'uranium exploitables au Canada. Les découvertes faites depuis 1979 ont grossi sensiblement ces totaux et les prix en hausse entraîneront la conversion en réserves d'une plus grande quantité de ressources d'uranium. La figure 3-11 montre que les possibilités de production d'uranium du Canada dépassent de beaucoup les besoins intérieurs prévus, ce qui explique notre situation largement exportatrice.

Tableau 3-7: RESSOURCES CANADIENNES D'URANIUM EXPLOITABLES EN 1979

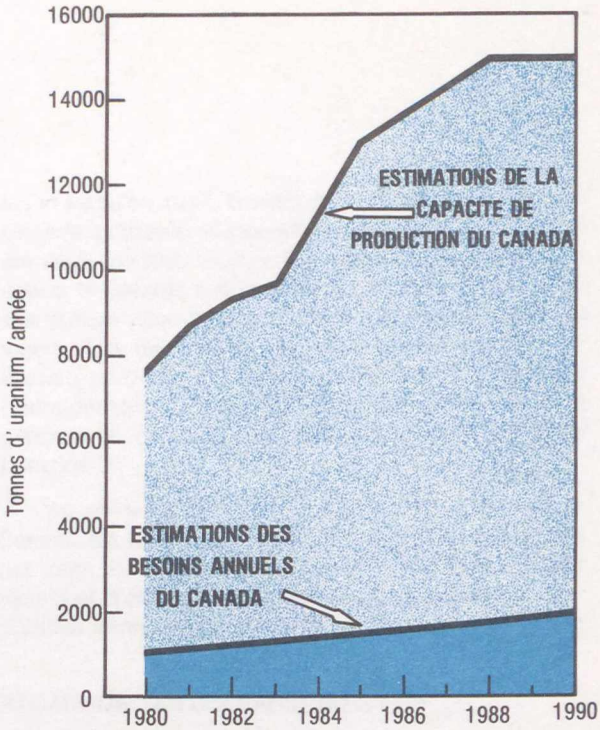
En milliers de tonnes métriques d'uranium brut

	Teneur en uranium du minerai exploitable[a]		
Exploitable au coût de:	Mesuré	Indiqué	Déduit
Jusqu'à $130 le kg d'uranium[b]	73	157	238
$130 à $200 le kg d'uranium[b]	4	25	90
TOTAL	77	182	328

[a] L'uranium extrait du minerai pèsera un peu moins à cause des pertes en cours de traitement.
[b] Les valeurs indiquées en dollars se rapportent au prix du marché d'une quantité de minerai concentré contenant 1 kilogramme d'uranium brut.

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980g, p. 5.

Figure 3-11: ESTIMATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'URANIUM DU CANADA COMPARÉE À L'ESTIMATION DES BESOINS ANNUELS



Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980g, p. 13.

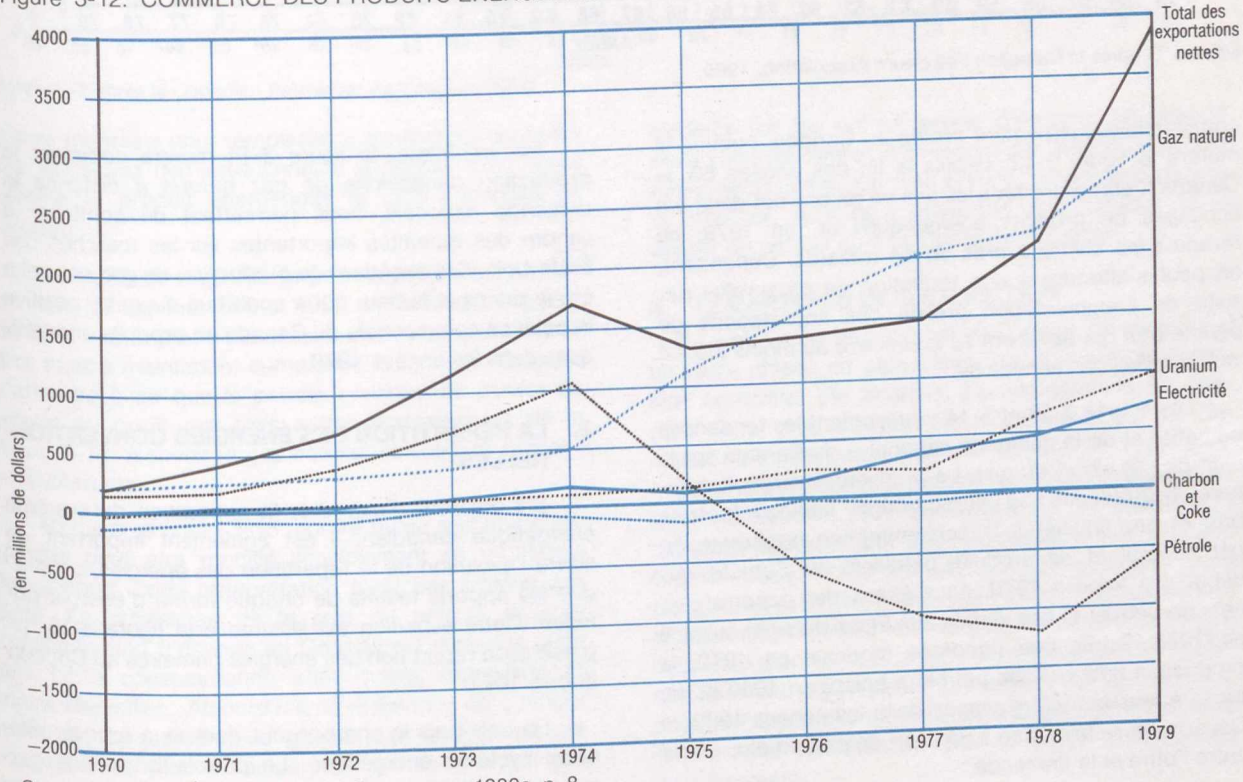
Les flux énergétiques au Canada

1. OFFRE, DEMANDE ET COMMERCE D'ÉNERGIE

La structure énergétique du Canada a connu une rapide expansion depuis la Seconde guerre mondiale et, dans le cours de cette expansion, nous sommes passés d'une situation d'importateurs nets à celle d'exportateurs nets d'énergie. La production d'énergie primaire a augmenté très rapidement depuis 1973, année au cours de laquelle nous avions vendu aux États-Unis l'équivalent de plus de 60% de notre production de pétrole, 40% de notre production commercialisable de gaz naturel et 6.4% de notre production électrique nette. En fait, le Canada exportait en 1973 plus du tiers de sa production totale d'énergie vers les États-Unis et représentait pour les États-Unis un fournisseur plus important que ne l'était le Moyen-Orient. Dans les années suivantes et jusqu'en 1977, la production d'énergie primaire au Canada a diminué très sensiblement. Ce déclin a surtout été dû à une réduction de la production de pétrole brut quand le Canada a commencé à poursuivre une politique d'élimination progressive des exportations de bruts légers. Plus récemment, un redressement dans la production de bruts conventionnels de l'Ouest du Canada (redressement qui n'est que temporaire) a entraîné un gonflement de la production canadienne d'énergie primaire.

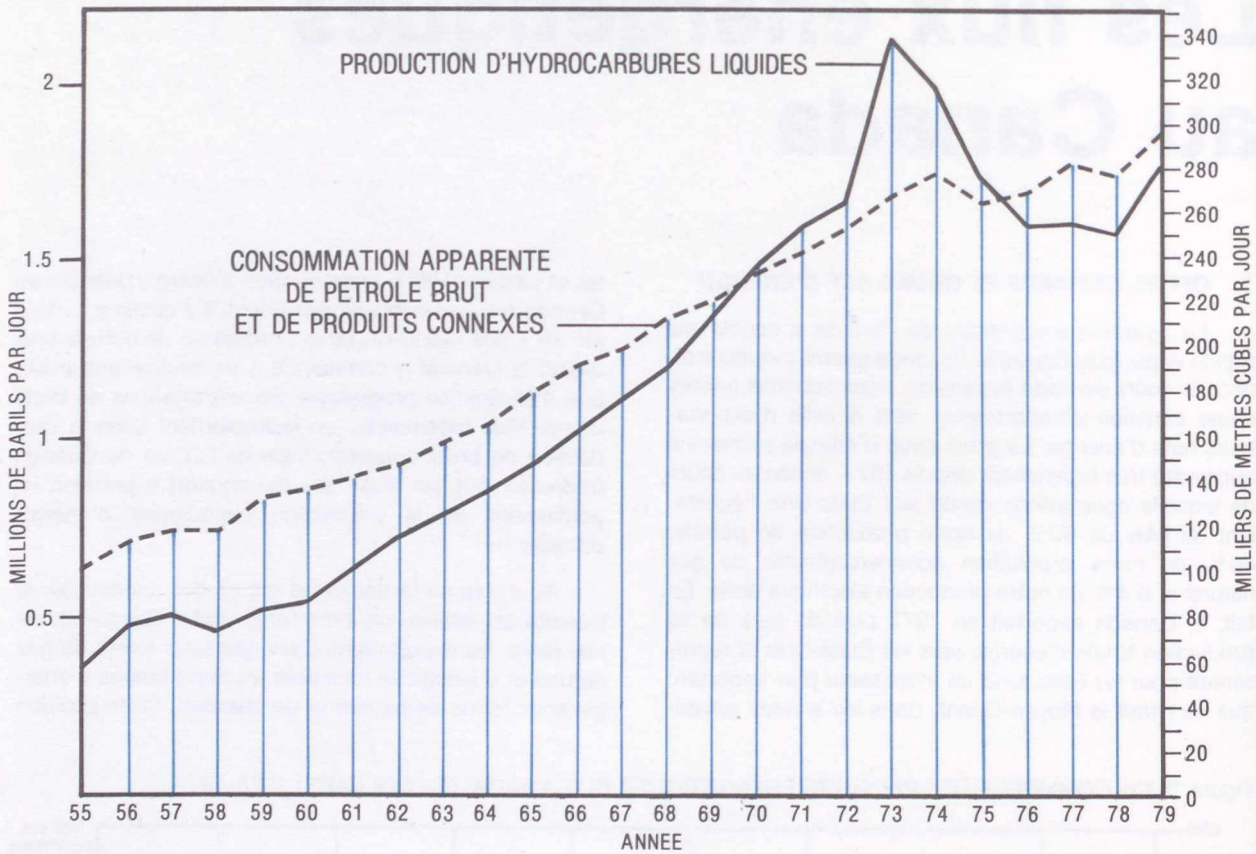
Au cours de la deuxième moitié des années 60, le Canada est devenu un exportateur net d'énergie et, de nos jours, les exportations d'énergie sous forme de gaz naturel et d'électricité excèdent les importations d'énergie sous forme de pétrole et de charbon. Cette position

Figure 3-12: COMMERCE DES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES DU CANADA, (EN DOLLARS) 1970-1979



Source: Canada, Énergie, Mines et Ressources, 1980e, p. 8.

Figure 3-13: PRODUCTION ET CONSOMMATION DE PÉTROLE AU CANADA, 1955-1979



Source: D'après la Canadian Petroleum Association, 1980.

commerciale a largement profité au Canada, comme le montre la figure 3-12; depuis la fin des années 60, le Canada a enregistré tous les ans un revenu net dans ses échanges de produits énergétiques et, en 1979, ce revenu s'est chiffré à près de $4 milliards. Cependant, on peut s'attendre à une réduction de ce surplus par suite de l'augmentation prévue des importations de pétrole brut qui devraient se poursuivre au moins jusque vers le milieu des années 80.

Les figures 3-13 et 3-14 représentent les tendances de l'offre et de la demande nationales du Canada sur le plan du pétrole et du gaz. La première illustration compare la production d'hydrocarbures liquides (pétrole brut et gaz liquifié) à la consommation apparente de pétrole brut et de produits pétroliers au Canada. Au début des années 1970, nous étions des exportateurs nets de pétrole et nos ventes aux États-Unis ont culminé en 1973. Après une remontée modeste en 1979, la production nationale de pétrole a baissé en 1980 et, au fur et à mesure qu'il s'avance dans les années 1980, le Canada devra faire face à un écart de plus en plus grand entre l'offre et la demande.

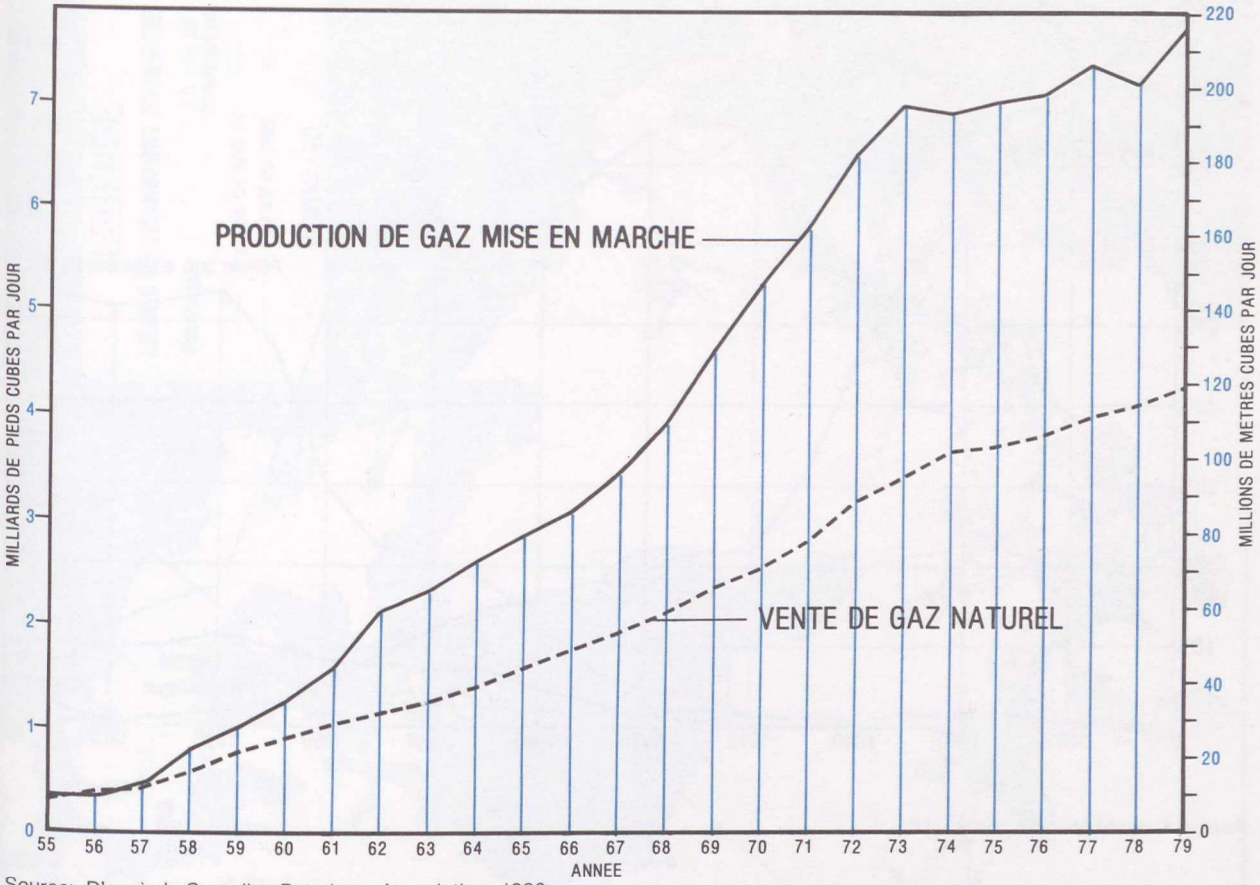
Par contraste, la figure 3-14 montre comment la production canadienne de gaz naturel a distancé la demande nationale, nous permettant de continuer à vendre des quantités importantes sur les marchés des États-Unis. Cet excédent de production de gaz naturel a été le principal facteur qui a contribué à rendre positive la balance commerciale du Canada en produits énergétiques dans les années 1970.

2. LA RÉPARTITION DES ÉNERGIES CONVENTIONNELLES

S'il convient d'examiner la croissance du système énergétique canadien, il est également important de suivre l'évolution de la répartition des énergies, c'est-à-dire les apports relatifs de chaque forme d'énergie primaire. Cette évolution est illustrée à la figure 3-15 qui présente la répartition des énergies primaires au Canada depuis 1871.

Le bois puis le charbon ont dominé à tour de rôle notre systéme énergétique. Le pétrole brut et le gaz naturel ont suivi un essor parallèle depuis la deuxième

Figure 3-14: PRODUCTION ET CONSOMMATION DE GAZ NATUREL AU CANADA, 1955-1979



Source: D'après la Canadian Petroleum Association, 1980.

guerre mondiale pour remplacer le charbon et, au cours des vingt-cinq dernières années, le pétrole s'est établi comme le produit énergétique le plus important au Canada.

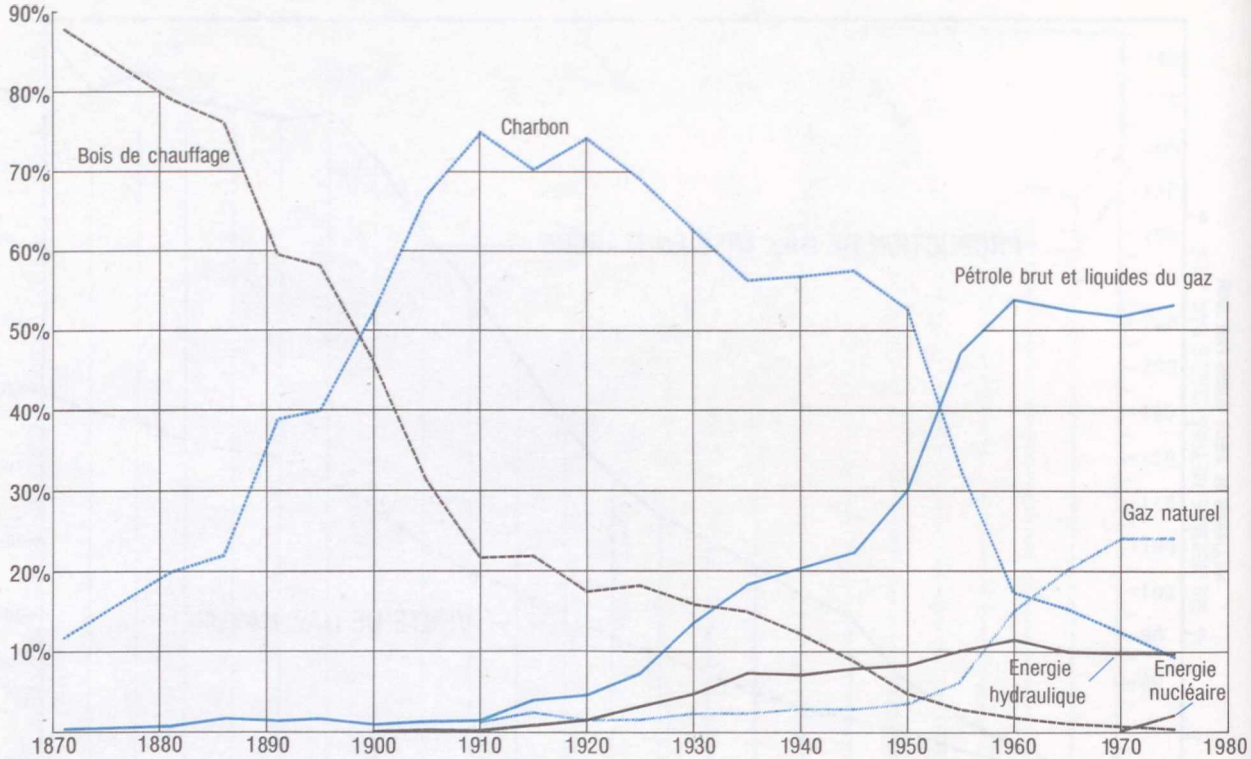
En moins de vingt ans, la part du pétrole est passée pendant les années 1940 et 1950 d'environ 20% à plus de 50%. Cette part s'est ensuite maintenue pendant 15 ans, mais a maintenant commencé à diminuer. On peut s'attendre à ce que le pétrole continue de perdre du terrain au profit des trois autres composantes de la figure 3-15, à savoir le gaz naturel, l'électricité primaire et le charbon.

Même si la figure 3-15 montre qu'un système énergétique peut être modifié sensiblement en un temps assez court, cette interprétation n'est pas entièrement juste. La croissance de la part du pétrole dans la consommation d'énergie au Canada est survenue alors que cette consommation était moins importante et moins diversifiée. Aujourd'hui, la résistance au changement est beaucoup plus grande car le système est important et bien enraciné. Le pétrole a aussi été accepté d'emblée parce qu'il présente des avantages évidents sur les autres formes d'énergie. Maintenant, nous sommes obligés d'envisager des solutions qui sont moins séduisantes. On peut prévoir, sans trop risquer de se tromper, qu'il sera beaucoup plus difficile de se passer du pétrole qu'il ne l'a été de l'adopter.

3. LES ARTÈRES DE DISTRIBUTION

Le transport de l'énergie au Canada est assuré par un vaste réseau de pipe-lines et de lignes de transmission complété, par endroits, par les camions, les chemins de fer et le transport par voie d'eau et par air. Ces réseaux de distribution de l'énergie jouent un rôle tellement fondamental dans l'économie et sont si importants pour le bien-être des Canadiens, qu'on pourrait les comparer aux «artères» d'un organisme vivant. Ce n'est toutefois que lorsqu'une perturbation y survient que nous les apprécions à leur juste valeur. Aucun de ces réseaux ne possède une envergure vraiment nationale et l'absence d'un service de pipe-lines ou de réseau électrique dans une région peut représenter un problème sur le plan de l'approvisionnement en énergie conventionnelle et offrir une occasion de mise en place d'énergie de remplacement.

Figure 3-15 LA RÉPARTITION DE L'ÉNERGIE CONVENTIONNELLE AU CANADA DEPUIS 1871



Source: D'après Steward, 1978.

L'hydro-électricité et l'électricité d'origine nucléaire satisfont ensemble 13% environ des besoins canadiens en énergie primaire. Les centrales hydro-électriques et nucléaires représentaient 65% de la capacité installée de production d'électricité au Canada à la fin de l'année 1979, le reste étant fourni par des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au pétrole et au gaz. L'utilisation de l'électricité est généralisée dans tous les secteurs de l'économie et dans chacune des régions du pays. Une utilisation aussi répandue n'a été rendue possible que par la construction d'un réseau complexe de transmission.

Plus de 90% de l'électricité utilisée au Canada est produite et distribuée par des entreprises provinciales de service public. Nombreux sont les endroits où des lignes interprovinciales de transmission ont été construites pour desservir des secteurs de provinces adjacentes et pour étendre les avantages de la fiabilité inhérente aux grands réseaux électriques. Il existe en tout 12 interconnexions provinciales distinctes de plus de 100 kV et deux autres sont projetées ou en voie de construction. La figure 3-16 illustre les principales lignes de transmission au Canada.

En plus de ces lignes interprovinciales, il existe plus de 100 lignes de transmission entre le Canada et les États-Unis, dont la capacité de transport est supérieure à 8,000 mégawatts. Plus de la moitié de ces lignes internationales relient l'Ontario à des compagnies de service public des États de New-York et du Michigan. Les autres relient le Nouveau-Brunswick au Maine, le Québec aux États de New-York et du Vermont, le Manitoba au Dakota du Nord et au Minnesota et enfin la Colombie-Britannique à l'État de Washington. Plusieurs nouvelles lignes à haute tension (reliant l'Ontario à l'État de New-York et le Manitoba aux États du centre-ouest) en sont au stade de la planification, de l'obtention d'un permis ou de la construction. Ces nouvelles lignes permettront d'accroître de 3,240 mégawatts la capacité de transport d'énergie électrique.

A l'heure actuelle, la plus importante addition au réseau canadien de distribution de l'énergie électrique en construction est l'important réseau de transmission allant de la Baie James vers les marchés du sud. Ce système comporte cinq lignes parallèles de 735 kV c.a. dont la première a été terminée en septembre 1979. On prévoit que la construction des autres lignes sera terminée en octobre 1984. La seule autre ligne de transmis-

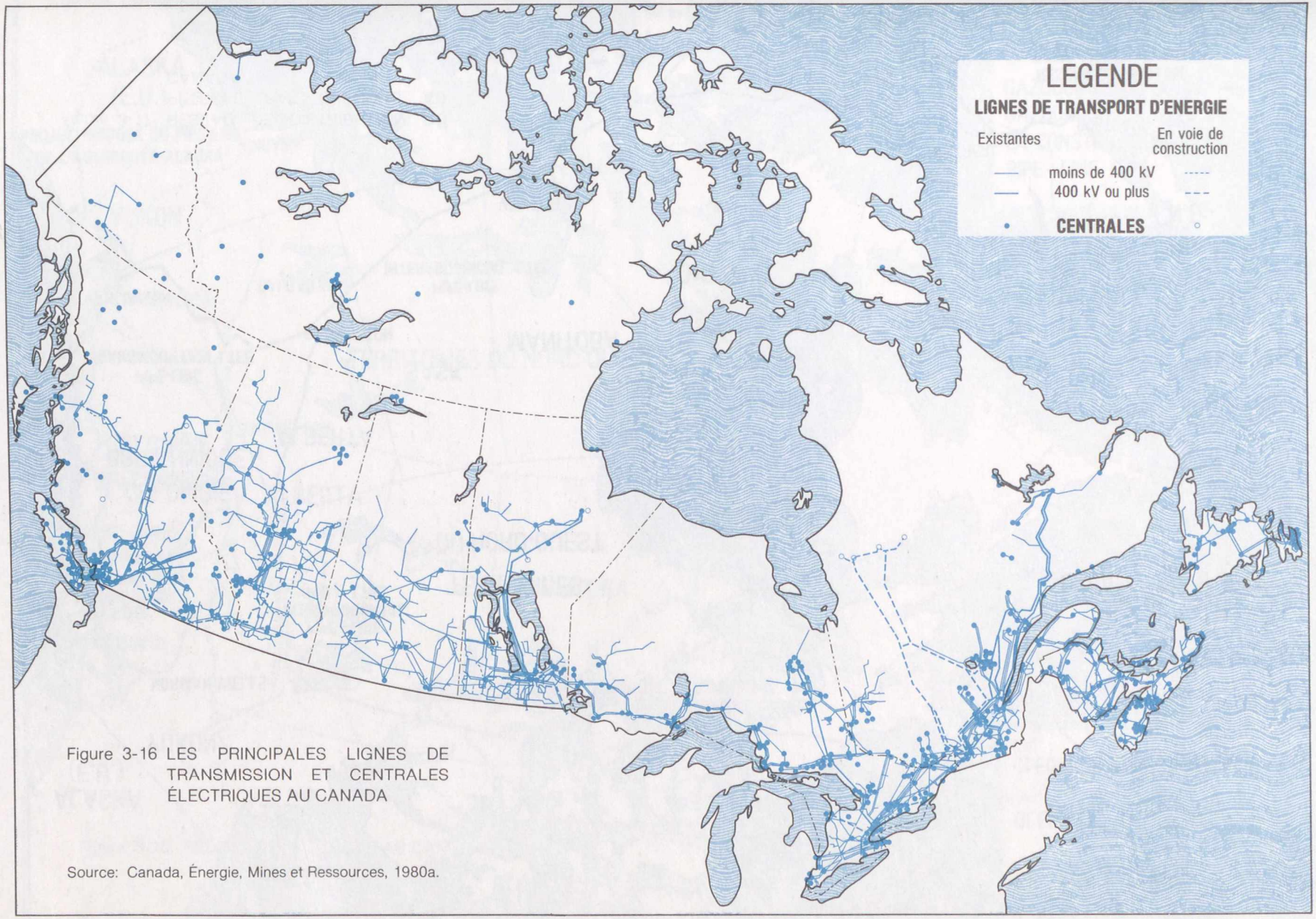


Figure 3-16 LES PRINCIPALES LIGNES DE TRANSMISSION ET CENTRALES ÉLECTRIQUES AU CANADA

Source: Canada, Énergie, Mines et Ressources, 1980a.

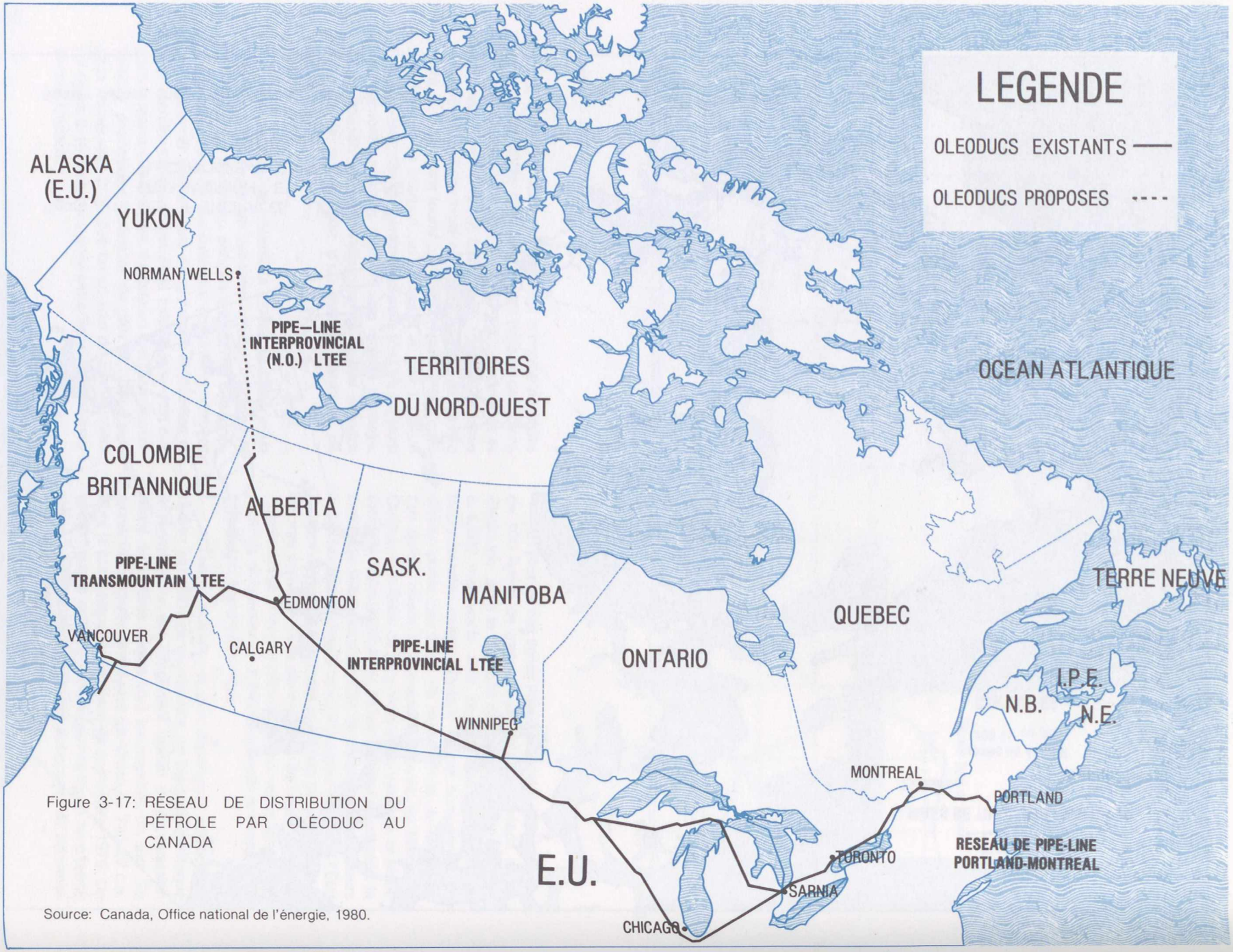


Figure 3-17: RÉSEAU DE DISTRIBUTION DU PÉTROLE PAR OLÉODUC AU CANADA

Source: Canada, Office national de l'énergie, 1980.

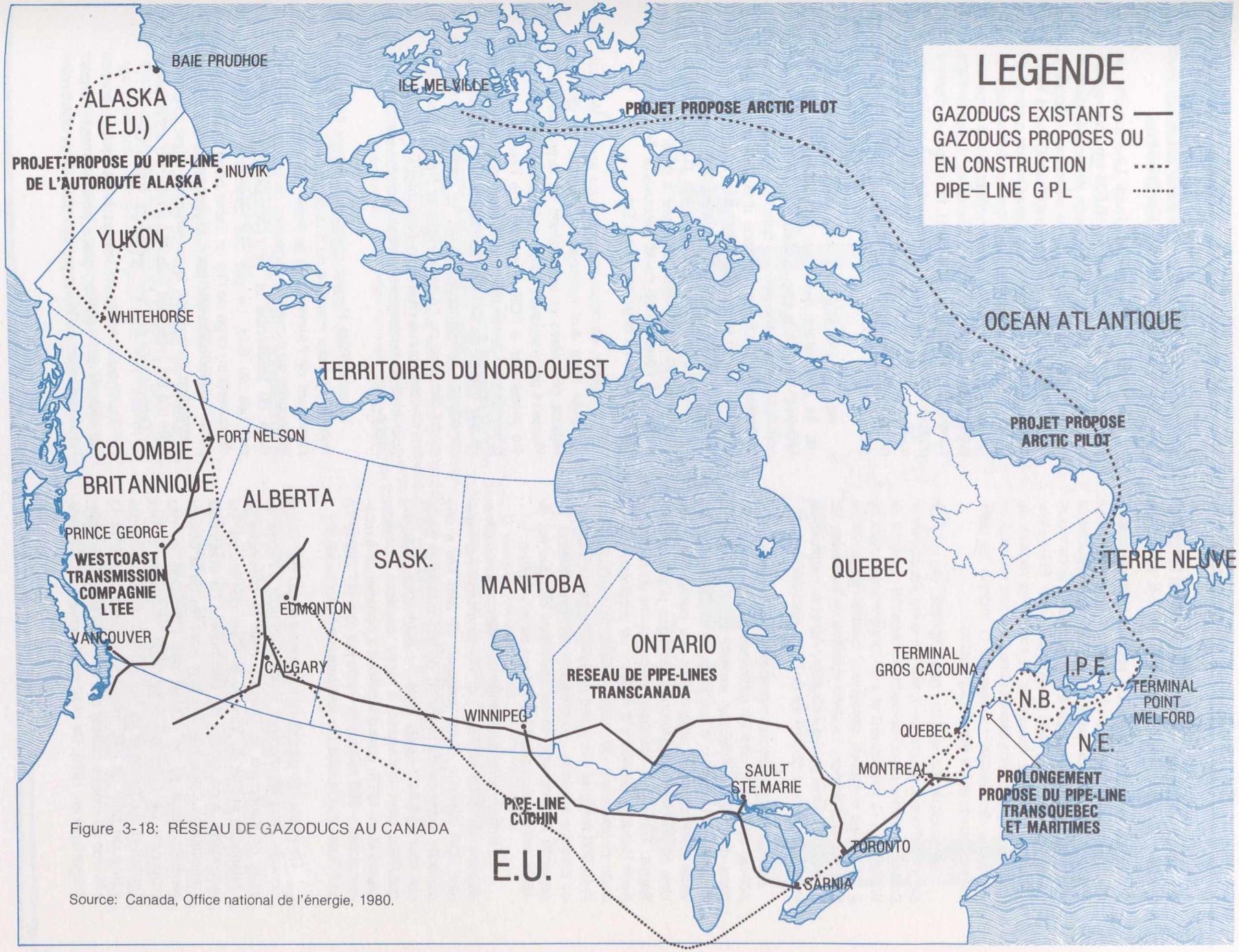


Figure 3-18: RÉSEAU DE GAZODUCS AU CANADA

Source: Canada, Office national de l'énergie, 1980.

sion majeure actuellement en construction est la ligne de 500 kV c.a. reliant la vallée du Fraser en C.-B. à Calgary.

Le Canada dispose d'un réseau bien développé d'oléoducs pour le transport du pétrole produit au pays vers les centres de raffinage, de la Colombie-Britannique au Québec, ainsi que jusqu'à Montréal pour le transport du pétrole importé, en provenance des États-Unis. Cependant, l'île de Vancouver et toutes les régions du pays situées à l'est de Montréal ne sont pas reliées à ce réseau de distribution. La figure 3-17 indique les oléoducs existants et les oléoducs projetés.

La société Trans Mountain Pipeline exploite un oléoduc d'une longueur de 1,156 km entre Vancouver et Edmonton et les raccordements au terminal maritime de Westbridge (à Vancouver) et à la frontière américaine où il rejoint les oléoducs desservant quatre raffineries de l'État de Washington. Le débit maximal de ce réseau est de 410,000 barils par jour 65,180 m^3/j et sa capacité de stockage est de 4.35 millions de barils (692,000 m^3).

Le principal oléoduc transcanadien transportant du pétrole de l'Ouest vers les raffineries et les consommateurs de l'Est est l'oléoduc exploité par Interprovincial Pipeline. Cet oléoduc d'une longueur de 3,700 km traverse les Prairies canadiennes et une partie des États-Unis au sud des lacs Huron et Michigan pour aboutir à Sarnia, Toronto et Montréal, et comporte un raccordement latéral aboutissant à Buffalo. Le débit maximal de cette conduite est de 1,528 milliers de barils par jour (243,000 m^3/j) et elle a été exploitée à pleine capacité ou presque au cours des quelques dernières années. La capacité de stockage de cet important oléoduc est de 16.25 millions de barils (2.6 millions de m^3) environ.

Le troisième réseau desservant les raffineries canadiennes est celui exploité par Portland-Montreal Pipe-Line. Cet oléoduc d'une longueur de 380 km a une capacité nominale de transport de 550 milliers de barils par jour (87,440 m^3/j) mais ne transporte que des quantités bien inférieures à cette capacité nominale depuis la mi-1976, quand Montréal a commencé à recevoir quelque 300 milliers de barils par jour (47,700 m^3/j) de l'Ouest du Canada par le réseau de l'Interprovincial.

Un réseau de gazoducs transporte le gaz de l'Ouest canadien vers les marchés situés d'un bout à l'autre du pays, de Vancouver au Québec, mais les provinces de l'Atlantique et l'Île de Vancouver n'ont pas encore été raccordées à ce réseau de distribution. La Westcoast Transmission Company livre aux marchés de la Colombie-Britannique et de l'Ouest des États-Unis du gaz provenant de Colombie-Britannique, d'Alberta et des Territoires du Yukon et du Nord-Ouest. Cette entreprise a livré un total de 146 milliards de pieds cubes (4.13 milliards de mètres cubes) aux marchés de la Colombie-Britannique en 1979. De plus, cette société a l'autorisation d'exporter 869 millions de pieds cubes par jour (24.59 millions de mètres cubes) aux États-Unis.

En Alberta, l'Alberta Gas Trunk Line exploite un réseau d'une longueur totale de 10,836 km pour recueillir le gaz des nombreux petits puits disséminés dans la province. Ce réseau est raccordé au réseau de conduites de gros diamètre exploité par TransCanada Pipe-Lines Limited. Le gazoduc de TransCanada s'étend de l'Alberta jusqu'au Québec avec des conduites latérales qui vont jusqu'à la frontière internationale à Emerson (Manitoba); Sault-Ste-Marie, Sarnia et Niagara Falls (Ontario) et Philipsburg (Québec). Le réseau comprend en tout 9,344 km de gazoducs et achemine quotidiennement en moyenne 85 millions de mètres cubes de gaz naturel vers presque deux millions de consommateurs canadiens.

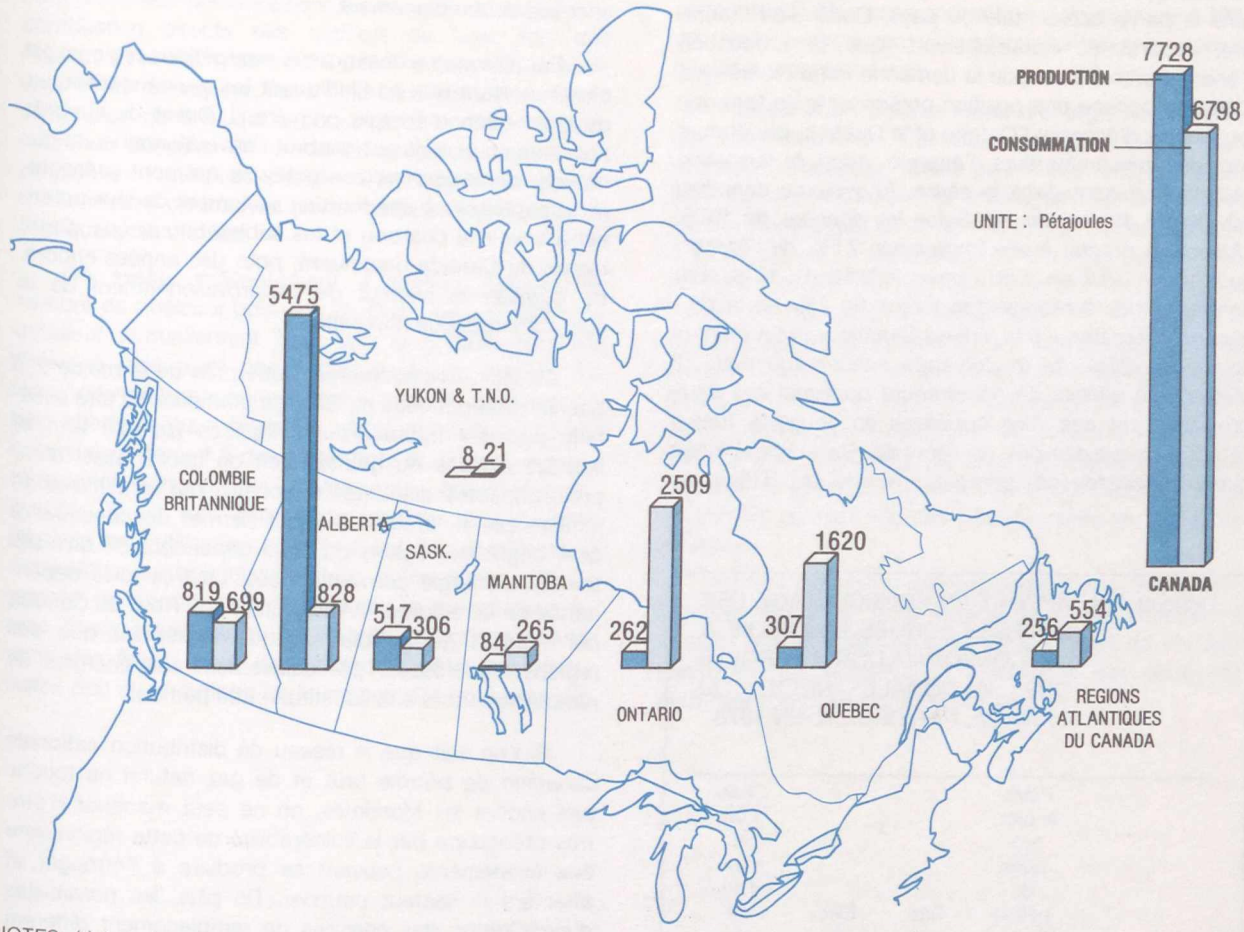
Récemment, un permis a été accordé à TransCanada, lui permettant d'étendre son réseau au-delà de Montréal jusqu'à la ville de Québec. Dans le cadre de son Programme énergétique national, le gouvernement fédéral a annoncé son intention d'assurer le prolongement du réseau jusque dans les provinces de l'Atlantique en 1983. Ce prolongement sera conçu de façon à ce que le gaz puisse circuler dans l'une ou l'autre direction, afin qu'il puisse être livré à partir des Maritimes dans l'éventualité de la découverte de gisements commerciaux au large de la côte Est.

A l'avenir, de nouveaux gazoducs seront nécessaires pour relier aux marchés les champs de gaz des régions pionnières et ceux situés au large des côtes. Plusieurs propositions visant à satisfaire ces besoins ont été présentées à l'Office national de l'énergie. L'«embranchement Dempster» serait utilisé pour le transport de gaz naturel du delta du Mackenzie vers les marchés canadiens, conjointement avec le gazoduc de plus grand diamètre de l'Alaska Highway Natural Gas Pipeline System qui a déjà reçu l'approbation canadienne pour transporter le gaz américain vers les marchés des États-Unis.

L'Arctic Pilot Project cherche à obtenir l'autorisation de livrer aux marchés du Sud du gaz naturel liquéfié provenant de l'Arctique, et le Polar Gas Project vise à transporter au moyen de gazoducs du gaz provenant du delta du Mackenzie et de l'Arctique et destiné aux marchés du Sud. Le gaz des gisements récemment découverts au large de l'île de Sable pourrait être transporté vers le continent par un gazoduc, mais aucune proposition concernant la construction d'une telle conduite n'a été présentée jusqu'ici. Il faudra d'abord préciser l'importance des réserves de gaz disponibles.

La figure 3-18 illustre les systèmes de transport du gaz naturel qui sont en place présentement ou dont l'aménagement est envisagé. Les réseaux de distribution

Figure 3-19: PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE ET CONSOMMATION NETTE D'ÉNERGIE PAR RÉGION DU CANADA, EN 1978



NOTES: (a) Les données de Terre-Neuve, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île du Prince-Édouard sont regroupées sous la rubrique Provinces Maritimes pour respecter le caractère confidentiel des rapports de l'industrie. Les statistiques énergétiques pour les territoires du Yukon et du Nord-Ouest sont également regroupées. Ailleurs, la ventilation est faite par province.

(b) Production d'énergie primaire désigne l'énergie extraite d'une région donnée du Canada. Il s'agit ici de la production de pétrole brut (tant ordinaire que synthétique), de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel, de charbon, d'hydro-électricité et d'électricité nucléaire. Consommation nette d'énergie désigne l'énergie effectivement consommée dans une région donnée du Canada.

SOURCE: Canada, Statistique Canada, 1980.

proposés comprennent ceux dont l'approbation est actuellement en cours d'étude.

4. CONSIDÉRATIONS D'ORDRE RÉGIONAL

Cette étude n'a pas encore mis en lumière les déséquilibres régionaux existant dans notre pays en ce qui concerne l'énergie. La figure 3-19 met l'accent sur ces déséquilibres et permet de comparer pour chaque région la production d'énergie primaire du Canada et la demande nette d'énergie en 1978. Par exemple, la Saskatchewan avait une production d'énergie primaire de 517 pétajoules et une demande énergétique nette de 306 pétajoules. Même en faisant la part des pertes résultant de la conversion, la Saskatchewan a produit à l'intérieur de ses frontières bien plus d'énergie qu'elle n'en avait besoin elle-même (même si l'énergie produite ne se présentait pas sous la forme appropriée). En conséquence, la Saskatchewan était une région du Canada présentant un surplus énergétique qui pouvait être vendu dans d'autres parties du pays ainsi qu'à l'étranger.

Considérons maintenant l'ensemble des régions du Canada que nous présente la figure 3-19. Ce n'est que dans la partie occidentale du pays, Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan, que la production d'énergie primaire excède la demande nette en énergie. L'Alberta occupe une position prééminente en tant que fournisseur d'énergie; l'Ontario et le Québec, par contre, sont des consommateurs d'énergie. Aussi, le flux énergétique dominant dans le cadre du système canadien est orienté d'ouest en est. Selon les données de 1978, l'Alberta a produit à elle toute seule 71% de l'énergie du Canada tout en n'en consommant que 12%. Par contre, l'Ontario représentait moins de 4% de la production énergétique primaire du Canada tout en étant la source de 37% de la demande énergétique nette. Il n'est guère difficile de comprendre pourquoi ces deux provinces ont des vues opposées en ce qui a trait à l'établissement des prix de l'énergie. De même, il n'est guère difficile de comprendre pourquoi les différentes régions du pays ont des vues tellement divergentes en ce qui concerne les possibilités qu'offre le domaine des énergies de remplacement.

Tableau 3-8: APPORT EN POURCENTAGE DES DIVERSES FORMES D'ÉNERGIE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE NATIONALE NETTE DU CANADA, PAR RÉGION, EN 1978

	Pétrole brut, produits du pétrole et GPL	Gaz naturel	Électricité[a]	Charbon et produits du charbon
Atlantique	81.1%	0.0%	15.0%	3.9%
Québec	68.1	6.1	24.4	1.4
Ontario	50.6	27.4	14.6	7.5
Manitoba	50.3	29.7	18.1	1.9
Saskatchewan	50.5	38.6	10.3	0.6
Alberta	40.5	50.8	8.3	0.3
Colombie-Britannique	55.0	23.7	20.6	0.6
Yukon et T.N.-O.	84.3	1.8	13.9	0.0
CANADA	56.5%	23.1%	16.8%	3.6%[b]

[a] Comprend l'hydro-électricité, l'électricité nucléaire et l'électricité obtenue par combustion des combustibles fossiles (les deux-tiers environ de la production thermoélectrique non nucléaire au Canada étant attribuables au charbon).

[b] Cette faible contribution du charbon au niveau de la consommation nationale nette est due au fait qu'environ les deux-tiers des besoins en charbon du Canada servent à la production thermoélectrique.

Source: Canada, Statistique Canada, 1980.

Par ailleurs, ce déséquilibre énergétique régional est plus important que ne l'indiquent les seules statistiques de production d'énergie primaire. L'Ouest du Canada possède, en plus du pétrole brut conventionnel et du gaz naturel, deux sources énergétiques qui sont présentement exploitées à une fraction seulement de leur potentiel à savoir le charbon et les sables bitumineux. Cette région du Canada continuera, pour des années encore, de dominer le secteur de l'approvisionnement de la scène énergétique nationale.

En indiquant simplement que près de la moitié des besoins énergétiques du Canada continuent d'être satisfaits par des hydrocarbures liquides (pétrole brut et liquides extraits du gaz naturel) on cache aussi d'impressionnantes disparités régionales qui sont mises en lumière par le tableau 3-8 qui permet de constater à quel degré les régions du pays dépendent de diverses formes d'énergie conventionnelle. La très forte dépendance de la région de l'Atlantique et du Nord du Canada par rapport au pétrole explique facilement que ces régions s'intéressent particulièrement aux énergies de remplacement et à la substitution du pétrole.

Si l'on sait que le réseau de distribution nationale canadien de pétrole brut et de gaz naturel ne touche pas encore les Maritimes, on ne peut manquer d'être très préoccupé par la vulnérabilité de cette région face aux événements pouvant se produire à l'étranger et affectant le secteur pétrolier. De plus, les possibilités d'exploitation des énergies de remplacement diffèrent profondément d'une région à l'autre; aussi, il est évident qu'une stratégie des énergies de remplacement devra être plus adaptée aux différentes régions du pays que ce ne fut le cas de notre politique en énergie conventionnelle. Il s'ensuit que nous devons accorder une attention pressante aux besoins des régions de l'Atlantique et du Nord du Canada.

5. UTILISATION ACTUELLE DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT AU CANADA

Le Canada n'utilise présentement que deux sources énergétiques renouvelables en quantité suffisante pour qu'elles puissent figurer dans les statistiques nationales d'utilisation de l'énergie. La première source énergétique renouvelable est l'hydro-électricité, qui fournit environ 10% de l'énergie primaire au Canada. Le présent rapport ne traite pas de l'hydro-électricité conventionnelle étant donné que cette forme d'énergie est grandement utilisée au Canada aujourd'hui. Toutefois, nous l'évoquons ici pour rappeler au lecteur que les Canadiens puisent déjà une part considérable de leur appro-

visionnement en énergie à cette source renouvelable. La biomasse constitue la deuxième source énergétique dont on se sert présentement sur une grande échelle. La combustion directe des déchets du bois, tels que l'écorce et la sciure de bois à des fins de production de chaleur et de vapeur dans l'industrie forestière représente plus de 3% de la consommation d'énergie primaire au Canada. On a même dit qu'en augmentant simplement l'utilisation des déchets du bois par l'industrie forestière on pourrait porter cette proportion à 6% d'ici quelques années.

On évalue présentement à environ 100,000 le nombre de poêles à bois que les Canadiens achètent et installent annuellement bien que le nombre total de poêles à bois n'est pas connu de façon précise. En outre, de nombreux consommateurs qui se chauffent au bois abattent eux-mêmes les arbres dans de petits lots boisés appartenant à des particuliers et, comme aucune transaction commerciale n'a lieu pour obtenir ce combustible, il est très difficile de recueillir des données précises sur l'utilisation du bois à des fins de chauffage domiciliaire. Le bois de chauffage qu'on retrouve sur le marché ne permet pas de mesurer sa contribution au plan énergétique puisqu'on le brûle en grande partie dans des foyers pour des raisons esthétiques, contribuant peu au chauffage de la maison. Compte tenu des difficultés susmentionnées, EMR estime à 3.5% l'utilisation de la biomasse au Canada en 1980 et ce ministère pense que la biomasse pourrait contribuer jusqu'à 10% de l'approvisionnement énergétique primaire du Canada d'ici le tournant du siècle.

Il existe une troisième forme d'énergie renouvelable dont se servent les Canadiens plus par hasard qu'à dessein: le chauffage solaire passif. Les fenêtres faisant face au sud recueillent et emmagasinent la radiation solaire, contribuant ainsi au chauffage diurne d'un édifice. Quiconque s'est assis près d'une grande fenêtre donnant du côté sud par une belle journée ensoleillée d'hiver connaît ce phénomène. Bien sûr, il se perd la nuit, par cette même fenêtre, une certaine quantité de chaleur. Toutefois, pour ce qui est du chauffage solaire passif, on estime à 1.5% sa contribution à la consommation énergétique primaire du Canada en 1980. Comme pour l'utilisation du bois sur le plan national, il ne s'agit là que d'une estimation, étant donné qu'il est impossible de recueillir des données précises sur cette question.

Au total donc, les sources énergétiques renouvelables ont fourni en 1980 environ 15% des besoins en énergie primaire du Canada, compte tenu de l'hydroélectricité. La biomasse et le soleil à eux seuls ont peut-être contribué dans l'ordre de 5%.

Évolution dans les perspectives énergétiques

Le rapport de 1973 intitulé *Une politique énergétique pour le Canada* (1973) du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources déclarait que les politiques énergétiques étaient «complexes, variées et impossibles à formuler simplement». Ces politiques ont également beaucoup changé, ce qui rend difficile de dresser brièvement leur historique. Néanmoins, afin de situer l'étude du Comité dans un cadre historique, on s'est efforcé dans ces pages d'arriver à une telle description.

Dans l'ensemble, on formule une politique énergétique pour répondre à un certain nombre d'aspirations nationales de portée générale. Avant les augmentations de prix de l'OPEP en 1973, ces objectifs étaient totalement reliés à des considérations d'approvisionnement énergétique et peuvent se résumer ainsi: garantir des approvisionnements adéquats d'énergie à des prix concurrentiels; préserver la sécurité nationale; encourager la mise en valeur des ressources énergétiques; exporter les excédents d'énergie de façon profitable pour la nation; acheter des approvisionnements d'énergie à l'étranger quand ils sont plus économiques que les approvisionnements nationaux; et, en général, orienter les objectifs de la politique énergétique en fonction des autres buts nationaux comme l'obtention d'une prépondérance canadienne dans les industries énergétiques du pays et la protection de l'environnement.

Ce rapport de 1973 était optimiste et se fondait sur l'idée générale que l'utilisation de l'énergie et la croissance économique étaient étroitement liées. Le fait que la demande énergétique du Canada irait donc en augmentant était accepté comme une conséquence inévitable de la continuation de notre prospérité. Qui plus est, le potentiel des sables pétrolifères et des réserves de pétrole et de gaz dans les régions pionnières indiquait que nous pourrions effectivement profiter de réserves d'énergie abondantes et à prix raisonnable pour maintenir un taux élevé de croissance économique.

Le rapport de 1976 intitulé *Une stratégie énergétique pour le Canada* (EMR, 1976) marqua un changement net dans la philosophie du Ministère. Ce rapport avait été rédigé alors que sévissait ce qu'on appelait la crise énergétique et reflétait donc un pessimisme qu'on ne retrouve pas dans le rapport de 1973. Nos réserves prouvées de pétrole et de gaz à bon marché avaient commencé à diminuer alors que la demande ne cessait de s'accroître. Nos exportations de pétrole étaient à la baisse mais les importations augmentaient et le Canada devait verser des subventions compensatoires de plus en plus élevées. Les explorations de forage dans les régions pionnières du Canada produisaient des résultats décevants et l'extraction du pétrole à partir des sables bitumineux se révélait plus coûteuse que prévu. Face à de telles difficultés, le gouvernement commença à étudier sérieusement la nécessité de réduire le taux de croissance de la demande énergétique. Dans un même temps, le gouvernement cherchait à formuler des politiques qui nous rendraient moins dépendants du pétrole importé en réorientant la demande vers des formes d'énergie disponibles en grandes quantités au Canada. Le gouvernement introduisit la notion d'autosuffisance énergétique en 1976 pour indiquer dans quelle optique il envisageait d'améliorer la situation énergétique du pays. Au lieu de continuer à penser qu'une énergie bon marché était essentielle au maintien du niveau de vie des Canadiens, on commençait à se rendre compte qu'aucune des nombreuses options énergétiques de remplacement ne pourrait fournir de l'énergie à bon marché.

Le rapport de 1976 traçait également les grandes lignes de politiques visant à atteindre les objectifs énoncés. Au nombre de ces mesures, on compte la hausse graduelle du prix national du pétrole aux niveaux internationaux, la réduction à moins de 3.5% par an du taux de croissance de la demande énergétique grâce à des programmes de conservation de l'énergie, un effort supplémentaire sur le plan de l'exploration et de la mise en valeur dans les régions pionnières du Canada (Petro-Canada devant subséquemment participer à cette tâche), la promotion du remplacement du pétrole par d'autres combustibles pour réduire la proportion de nos besoins énergétiques satisfaits par le pétrole, la construction de nouveaux oléoducs et gazoducs, et un plus grand effort de recherche et de développement dans le secteur de l'énergie. De notre point de vue, ce dernier point est particulièrement important car c'est la première fois qu'on mentionnait spécifiquement le financement de la recherche et du développement en matière de conservation et d'énergie renouvelable. Le finance-

L'évolution de la conception fédérale d'une stratégie énergétique pour le Canada

Avant-propos, *Une politique énergétique pour le Canada—Phase 1,* 1973

La réalisation de bon nombre de nos objectifs nationaux dépend de notre accès continu à des approvisionnements énergétiques à bon marché. La croissance de nos niveaux de vie, en tant qu'individus et en tant que nations, ainsi que l'amélioration de la qualité de la vie, dépendent des choix qui s'offrent à nous.

Sur le plan international, nous avons entendu exprimer des inquiétudes pour ce qui est de la disponibilité et des coûts futurs de l'énergie. Au Canada, nous avons la chance de pouvoir compter sur des approvisionnements substantiels dans les cinq principales sources d'énergie, à savoir le charbon, le pétrole, le gaz, l'hydro-électricité et l'uranium. Toutefois, en raison de notre climat et des contraintes de transport que nous impose la vaste étendue de notre pays, notre demande énergétique est également très grande.

Avant-propos, *Une stratégie énergétique pour le Canada: Politiques pour une autosuffisance,* 1976

Tandis que nos réserves prouvées de pétrole et de gaz à bon marché continuent de diminuer, la demande canadienne de ces formes d'énergie poursuit sa croissance. L'écart grandissant qui sépare nos besoins énergétiques de notre capacité d'y répondre en puisant dans nos réserves laisse supposer que nous pourrions devenir de plus en plus dépendants du reste du monde, et particulièrement de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, pour nos approvisionnements pétroliers futurs. Cette perspective comporte des risques économiques et politiques qui préoccupent le gouvernement du Canada.

Nous avons au Canada la main-d'œuvre, le matériel, la technologie et les ressources énergétiques potentielles voulus pour diminuer sensiblement notre dépendance à l'égard du pétrole importé. Pour ce faire, il faudra réduire le taux d'accroissement futur de nos besoins énergétiques, substituer les formes d'énergie plus abondantes au Canada aux formes plus rares et intensifier la recherche de pétrole et du gaz naturel de façon à transformer nos ressources énergétiques potentielles en réserves prouvées qui permettront de satisfaire nos besoins. Toutes ces solutions coûtent cher mais nous devrons toutes les appliquer intégralement...

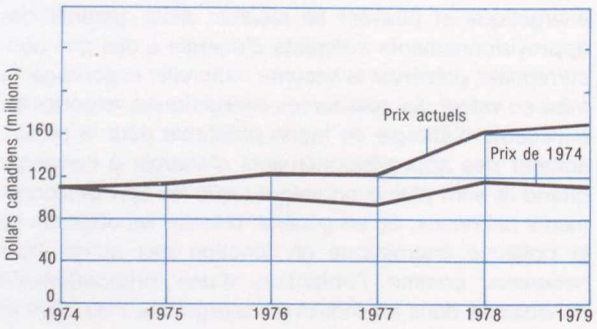
Le programme énergétique national, 1980, p. 9

Non seulement notre problème énergétique peut-il être réglé, mais sa solution peut s'inspirer de diverses options. Le Canada possède les ressources énergétiques diversifiées voulues pour s'affranchir de façon relativement rapide et facile du pétrole mondial. Il a également le temps d'effectuer la transition vers une économie utilisant plus efficacement l'énergie et davantage fondée sur le recours à des énergies renouvelables.

ment de la recherche et du développement énergétiques est un sujet important car il conditionne la mise en œuvre des options choisies dans un énoncé de politique.

Le financement fédéral de la recherche, du développement et de la démonstration (RD&D) énergétiques n'a pas atteint des niveaux très importants dans les années 70, alors que ces efforts auraient dû contribuer à réaliser certains des objectifs exposés. Malgré les inquiétudes grandissantes exprimées à partir de 1974 et jusqu'à la fin des années 70 quant aux approvisionnements énergétiques, les dépenses annuelles réelles n'ont pas beaucoup augmenté. On trouvera à la Figure 3-20 l'évolution des budgets du gouvernement fédéral en matière de RD&D énergétique, de 1974 à 1979, exprimée en dollars actuels et en dollars constants. Les dépenses des gouvernements provinciaux ne sont pas comprises dans cette figure.

Figure 3-20: ÉVOLUTION DES BUDGETS DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL EN RD & D ÉNERGÉTIQUE EN DOLLARS ACTUELS ET EN DOLLARS CONSTANTS



Source: Agence internationale de l'énergie, 1980b, p. 114.

En 1979, les dépenses fédérales en RD&D énergétique ont totalisé un peu plus de $162 millions, ventilés comme suit (AIE, 1980b):

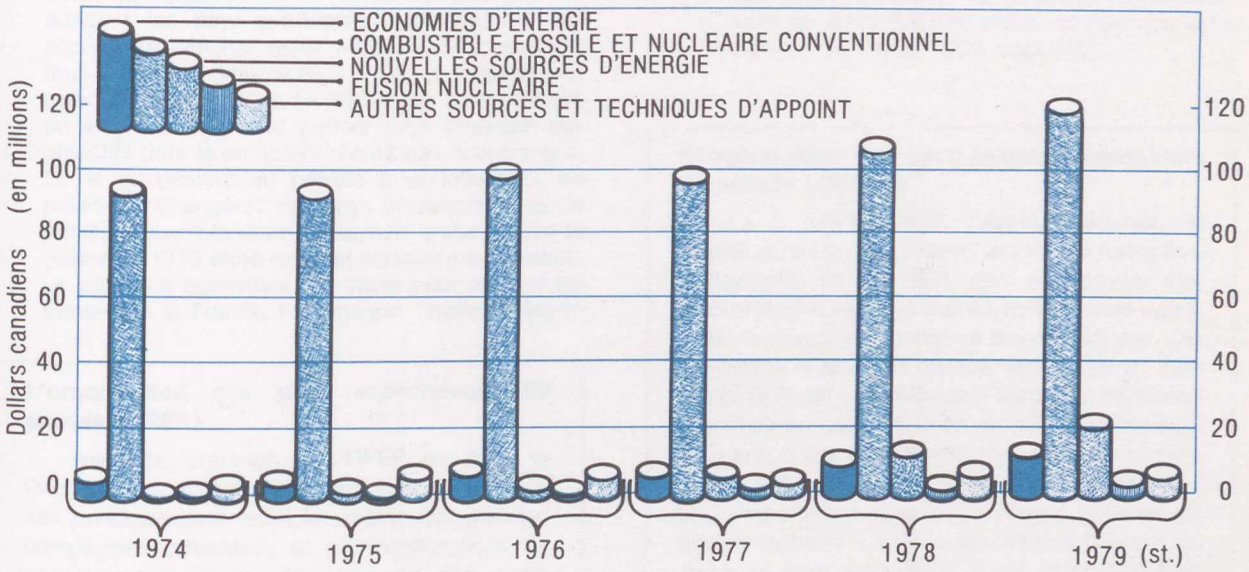
Énergie nucléaire classique	$103.6 millions (63.8 %)
Combustibles fossiles	16.5 millions (10.2 %)
Nouvelles sources d'énergie	21.7 millions (13.4 %)
Conservation de l'énergie	12.5 millions (7.7 %)
Fusion nucléaire	2.9 millions (1.8 %)
Technologies de complément	5.1 millions (3.1 %)
TOTAL	$162.3 millions

Ces dépenses n'ont représenté que 15.5% des dépenses totales du gouvernement fédéral sur le plan de la RD & D, c'est-à-dire un déclin en termes réels par rapport à 1978. Il est clair qu'il nous faut réexaminer ce financement car nous ne serons pas en mesure de concrétiser nos diverses options énergétiques si nous manquons de fonds pour ce faire.

Le programme de 1980 indique que nous continuerons à développer nos technologies nucléaires mais que, dans l'ensemble, la RD&D en matière d'énergie se concentrera davantage sur les possibilités de remplacer l'essence, l'utilisation plus efficace de l'énergie et la mise en valeur de nouvelles sources. C'est dans ce contexte que notre comité a été créé et c'est dans cette optique que notre rapport sera produit.

On trouvera à la Figure 3-21 une représentation schématique de l'importance accordée ces dernières années aux technologies des énergies renouvelables et à la conservation. Ici encore, le financement provincial ne figure pas dans les totaux. Le financement de la RD&D dans ces domaines commence à augmenter et le Comité conseille instamment de poursuivre et d'accroître cet effort afin que les recommandations de ce rapport puissent déboucher sur des mesures concrètes.

Figure 3-21: ÉVOLUTION DES BUDGETS DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL EN RD & D ÉNERGÉTIQUE DANS LES PRINCIPAUX DOMAINES TECHNOLOGIQUES DE L'ÉNERGIE



Source: Agence internationale de l'énergie, 1980b, p. 113.

Le problème du pétrole

Le pétrole n'est pas simplement une denrée économique. Dans les mains des dirigeants des principaux pays producteurs, il constitue également un puissant levier politique. On ne peut arriver à une évaluation réaliste du coût du pétrole si l'on ne tient pas compte, en plus du prix, des concessions politiques, militaires et autres que peuvent arracher les pays producteurs en échange des approvisionnements qu'ils assurent. Pratiquement tous les pays membres de l'OPEP, et en particulier ceux du Moyen-Orient, se sont servis à un moment ou à un autre de leur pétrole pour atteindre des objectifs dont le caractère n'était pas économique. On a eu recours au pétrole pour influencer les politiques étrangères des pays consommateurs, le principal exemple étant le boycott arabe durant la guerre de 1973 entre Israël et certains pays arabes. Le pétrole a également été utilisé pour amener les États-Unis, la France, l'Allemagne, l'Italie, le Japon et le Brésil à vendre des technologies et des armements sophistiqués qui ont trouvé des applications militaires au Moyen-Orient. Le pétrole a également permis d'obtenir des concessions économiques qui n'auraient pas autrement été accordées, notamment l'aide à la construction de raffineries, de complexes pétrochimiques et d'autres industries... (Comité du sénat des États-Unis sur l'énergie et les ressources naturelles, 1980, page 29.)

L'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

Avant la formation de l'OPEP en 1960, la Direction des affaires pétrolières mondiales reposait principalement entre les mains des grandes compagnies pétrolières et les modifications de prix étaient convenues dans le cadre d'un cartel de distributeurs. Afin d'empêcher des réductions du prix du pétrole et d'améliorer leur position de négociation, un certain nombre de pays producteurs ont entamé des discussions quant à une politique de production et de prix unifié; ceci a abouti à la formation de l'OPEP le 10 septembre 1960 à Bagdad. Cette organisation a été fondée par cinq pays: l'Arabie Saoudite, le Koweït, l'Iran, l'Irak et le Venezuela. L'OPEP compte aujourd'hui 13 membres: L'Arabie Saoudite, le Koweït, l'Iran, l'Irak, les Emirats arabes unis (dont les membres producteurs comprennent Abu Dhabi, Dubay et Sharjah), le Qatar, la Libye, l'Algérie, le Nigéria, le Gabon, l'Équateur, le Venezuela et l'Indonésie. La production de pétrole brut de 1980 de l'OPEP a été estimée à 26.8 millions de barils par jour, soit 45% des 59.7 millions de barils par jour que produit le monde.

L'organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPAEP)

Le 9 janvier 1968, l'Arabie Saoudite, le Koweït et la Libye signèrent l'accord de fondation, à Beyrouth, de l'OPAEP, dont ne peuvent être membres que les pays arabes où le pétrole représente la principale source de revenu national. Cet organisme a accepté en son sein l'Algérie, Abu Dhabi, le Dubay, Bahrain et le Qatar en 1970 ainsi que l'Irak en 1972. A la fin de 1971, l'accord de Beyrouth a été modifié afin de permettre à n'importe quel pays arabe où le pétrole représente une «importante» source de revenu national de devenir membre. La Syrie, en 1972, et l'Égypte en 1973, se sont alors joints à cet organisme bien que le Dubay s'en soit retiré à la fin de 1972. L'OPAEP a précipité l'embargo sur le pétrole de fin 73 qui a mené à la première explosion du prix mondial. En avril 1979, l'Égypte a été suspendue de l'OPAEP mais, pour que les rapports statistiques demeurent cohérents, la production pétrolière de l'Égypte continue d'être souvent incluse dans le total de l'OPAEP. La production de pétrole brut de l'OPAEP en 1980 a été d'environ 19.6 millions de barils par jour, soit 33% de la production mondiale.

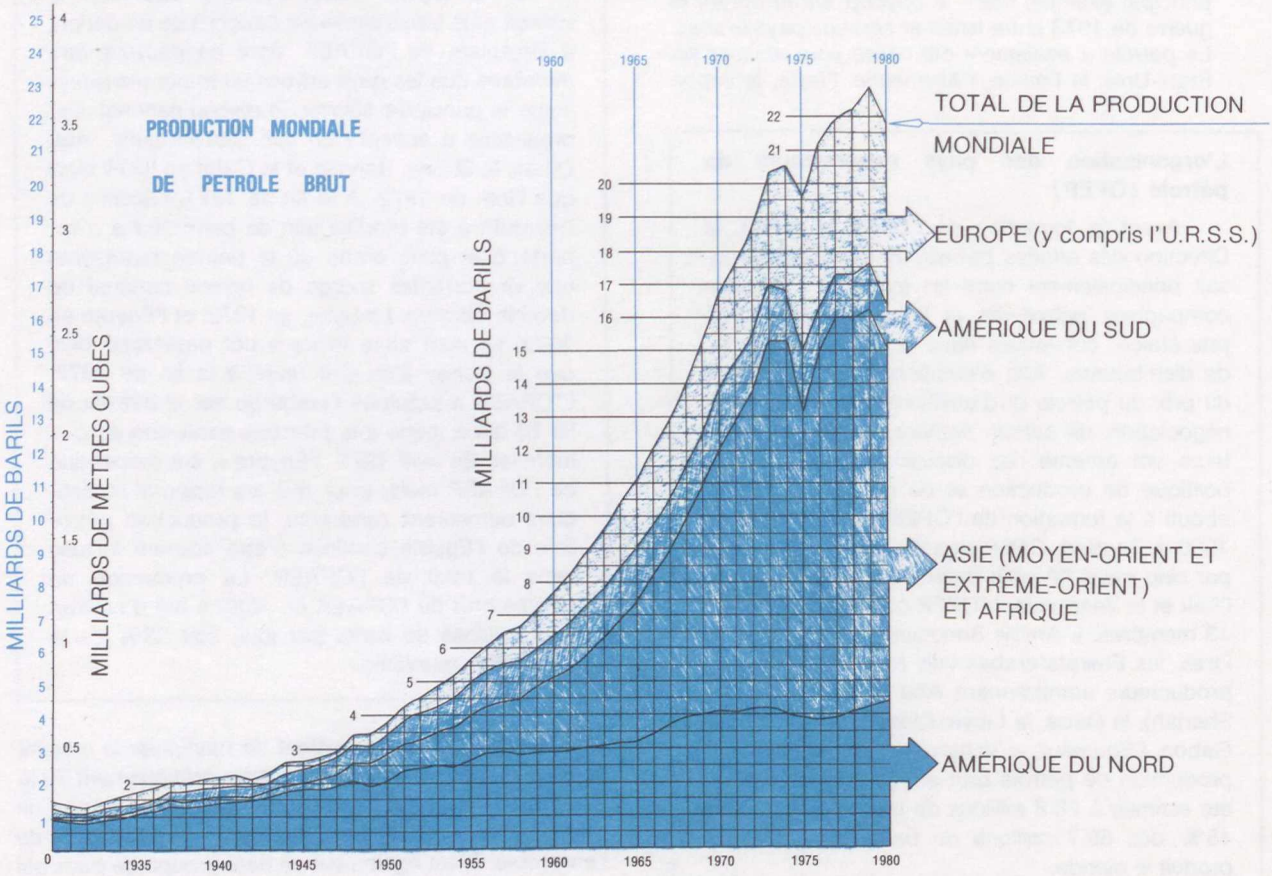
Divers facteurs permettent de manipuler le marché mondial du pétrole. L'OPEP contrôle pratiquement 70% des réserves mondiales classiques de pétrole brut et un seul membre, l'Arabie Saoudite, détient environ 27% de l'ensemble. C'est également ce petit groupe de pays qui est le mieux placé pour augmenter la production à court

terme. Comme l'OPEP entre pour un peu moins de la moitié de la production mondiale de pétrole alors que cette organisation détient plus des deux tiers des réserves, il est manifeste que les autres pays producteurs, du moins en termes relatifs, sont amenés à une surproduction pétrolière. Les producteurs de pétrole du Moyen-Orient pourraient, en moyenne, maintenir les niveaux actuels de production pendant près de 50 ans alors que les États-Unis et le Canada n'ont de pétrole que pour guère plus de dix ans au rythme actuel de production avec leurs réserves prouvées actuelles. Dans un monde où le pétrole est la denrée économique fondamentale puisqu'il représente environ 45% de la consommation d'énergie primaire, il s'agit là d'un degré de concentration des ressources dont les implications sont nombreuses.

Le pétrole est un élément essentiel de la filière énergétique dans tous les pays industrialisés et assure la mobilité de toutes les machines militaires classiques. Plus de la moitié du pétrole du marché international passe par le Détroit d'Hormuz à l'entrée du Golfe Persique, à un rythme d'environ 18 millions de barils par jour. Dans une journée normale, de 70 à 80 navires empruntent ce détroit, y compris les plus grands super-pétroliers du monde. Environ 90% de l'ensemble des besoins pétroliers du Japon transitent par cet étroit passage, en même temps que 60% des importations pétrolières d'Europe occidentale et qu'environ 30% des importations des États-Unis. L'invasion de l'Afghanistan a amené les forces armées soviétiques à 550 kilomètres de ce Détroit, ce qui ajoute aux inquiétudes des pays importateurs.

L'OPEP s'efforce de nombreuses autres façons de renforcer sa maîtrise du marché pétrolier mondial. Au cours des années 70, les gouvernements des pays membres de cette organisation ont nationalisé la plupart des champs pétroliers de l'OPEP, reléguant ainsi les compagnies pétrolières au rôle de simples exploitants. Les pays producteurs prennent également le chemin des ventes directes, c'est-à-dire des transactions de gouvernement à gouvernement. Avant l'embargo de 1973, plus de 75% du pétrole produit par l'OPEP était commercialisé par les grandes compagnies pétrolières; en 1979, ce chiffre était tombé à moins de 50%. La capacité qu'a-

Figure 3-22: PRODUCTION MONDIALE DE PÉTROLE BRUT PAR RÉGION, 1930-1980



Source: DeGolyer et MacNaughton, 1980, p. 4; et *Auldridge*, 29 décembre 1980, p. 78-79.

vaient les compagnies pétrolières de minimiser les problèmes d'offre et de demande, notamment en déroutant des approvisionnements en cas d'urgence, est donc en voie de disparaître.

L'OPEP s'efforce également d'étendre son emprise grâce à une diversification dans les activités se situant en aval de la production pétrolière comme le raffinage et le transport. Cette diversification permet à l'OPEP de tirer davantage de revenus de chaque baril de pétrole produit (ce qui diminue par le fait même la nécessité d'augmenter sa production) et permet aux producteurs d'étendre leur influence au domaine de la commercialisation. Certaines entreprises européennes de raffinage ont même accepté de traiter le brut tout en permettant aux pays producteurs de demeurer propriétaires du pétrole pendant l'opération de raffinage. Nous avons donc encore là un élément qui tend à augmenter la capacité du pays producteur à superviser la destination de ses exportations pétrolières.

A cette concentration de pouvoir entre les mains des membres de l'OPEP a correspondu un déclin des États-Unis dans les affaires pétrolières mondiales. A la fin de la Deuxième guerre mondiale, les États-Unis étaient non seulement le principal producteur mondial, mais leur production dépassait également celle de tous les autres pays mis ensemble. Aussi récemment que 1963, la part des États-Unis correspondait encore à plus de la moitié de tout le pétrole brut ayant jamais été produit. Aujourd'hui, les États-Unis sont le troisième principal producteur mondial, le premier étant l'Union soviétique et l'Arabie Saoudite le deuxième. La figure 3-22 indique le déclin de l'influence américaine dans les affaires pétrolières internationales, cette figure montrant la production pétrolière mondiale par région depuis 1930. Alors que la production de brut des États-Unis a atteint son sommet en 1970, l'influence américaine sur la scène pétrolière mondiale a décliné rapidement au cours des dix dernières années.

Alors que d'autres régions du monde, notamment la mer du Nord et le Mexique, ont pris une place prépondérante dans le domaine de la production pétrolière, les pays de l'OPEP continueront d'exercer une influence dominante sur le marché pétrolier pour encore de nombreuses années. La mise en place d'une politique nationale tendant à réduire la dépendance du pétrole étranger devrait donc constituer un sujet fondamental de préoccupation dans les pays du monde occidental. Cette situation nous fait également saisir les dangers de laisser une seule source d'énergie non renouvelable dominer un système énergétique.

4 SYSTEME ENERGETIQUE CANADIEN DE DEMAIN

Orientation du développement

Nous avons une bonne image de la situation énergétique actuelle du Canada; quelle devrait maintenant être sa structure pour l'avenir? Il est évident que le fait que nous dépendions dans une trop large mesure aujourd'hui des hydrocarbures pour nos besoins énergétiques primaires revient à dire que, si nous arrivons à nous défaire de cette dépendance en adoptant d'autres sources d'énergie, notre situation énergétique d'ensemble devra être radicalement différente. Mais dans quelle mesure? Quels devraient être les principes directeurs à respecter pour la mise en place d'un nouveau système énergétique et quelle devrait être l'importance relative accordée à chacune des solutions qui s'offrent à nous?

De l'avis du Comité, plusieurs principes devraient être incorporés dans la politique énergétique du Canada.

(1) Nous devrions, de toutes les manières possibles, réduire notre demande énergétique en appliquant des *mesures de conservation*.

(2) A long terme, nous devrions tirer principalement notre énergie de sources *renouvelables* ou *inépuisables*.

(3) La production de l'énergie primaire dont nous avons besoin devrait se faire *en perturbant le moins possible l'environnement*.

(4) Le système énergétique du Canada doit faire preuve d'une plus grande *diversification*.

(5) Nous devons tenir compte des *différences régionales* en matière de ressources et de besoins énergétiques.

(6) Nous devons formuler nos politiques énergétiques en tenant compte de *préoccupations d'ordre stratégique*.

(7) Nous ne devrons pas manquer, lorsque nous apporterons des modifications radicales au système énergétique du Canada, de prendre en considération toutes les *incidences sociales*.

Dans la politique énergétique qu'il propose pour «l'avenir prévisible», le Comité a divisé l'avenir en court terme (1980-1990), moyen terme (1990-2000) et long terme (au-delà de l'an 2000). S'il est plus facile de prédire les développements énergétiques des 20 prochaines années que les développements à long terme et si l'horizon à court et moyen terme a donc retenu notre attention, il n'en reste pas moins que certaines de nos recommandations peuvent nécessiter 50 ans ou plus avant d'être réalisées complètement. La restructuration fondamentale du système énergétique du Canada ne se fera pas au 20e siècle mais il faudrait que le processus soit bien amorcé à l'orée du 21e siècle. Le Comité s'est donc vu obligé de formuler des recommandations qui non seulement visent à améliorer la position énergétique du Canada à court terme mais qui sont également compatibles avec l'évolution à long terme que nous essayons de promouvoir dans ce système complexe.

Nous n'avons pas commis l'erreur de croire que nos conclusions et nos recommandations représentent le dernier mot en matière de politiques énergétiques. C'est pourquoi nous avons tenté de mettre au point une stratégie suffisamment souple pour pouvoir être adaptée à des circonstances mouvantes ou imprévues, au risque peut-être de retarder la réalisation des objectifs énumérés ci-dessus. Nous savons que la conjoncture peut évoluer très rapidement. Ainsi, dans le domaine économique, le prix du pétrole et des autres formes d'énergie peut changer pratiquement à n'importe quel moment; l'apparition de nouvelles technologies ou de nouvelles sources d'énergie pourrait exiger un réexamen des objectifs à long terme; enfin, la situation politique nationale ou internationale pourrait fort bien rendre à toutes fins pratiques impossible la réalisation des objectifs à long terme.

1. CONSERVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Dès la création du Comité, ou peu s'en faut, il devint évident qu'une des recommandations les plus importantes de ce rapport était d'encourager la conservation. Les uns après les autres, nos témoins ont vanté l'importance des méthodes de conservation en relevant que la conservation représentait la solution la plus simple et la moins coûteuse pour réduire l'écart entre

l'offre et la demande dans le secteur énergétique. Cet aspect spécifique est dès lors devenu un objectif majeur de notre politique de substitution énergétique pour la simple raison qu'en ralentissant la demande, nous pouvons mitiger les pressions exercées sur le marché de l'offre.

Le Comité est conscient du fait que la conservation a été, au cours de ces dix dernières années, encouragée par toute une pléiade de groupements et de gouvernements, et qu'il ne s'agit dès lors pas ici d'une recommandation originale. Il n'en reste pas moins que nous tenons à nous faire l'écho de tous ceux qui préconisent déjà la conservation et, de ce fait, nous espérons renforcer et préciser encore leur message. Nous souhaitons faire notre part en faisant comprendre à tous les Canadiens l'urgence de la situation de manière à les encourager à poursuivre et à intensifier leurs efforts de conservation dans tous les secteurs de l'économie.

La conservation ne devrait pas s'accompagner d'une réduction du niveau de vie. Selon le Comité, le Canada de devrait pas «produire moins avec moins de ressources» mais au contraire «produire davantage avec moins de ressources» ou, tout au moins, produire davantage avec une efficacité accrue. Ainsi, les nouveaux récepteurs de télévision consomment à l'heure actuelle beaucoup moins d'énergie que les modèles antérieurs sans pour autant, bien au contraire, nuire à la qualité de l'image. Ceci est le résultat des progrès technologiques enregistrés et cet exemple illustre la philosophie à laquelle le Comité tient à souscrire: produire davantage avec moins de ressources. A notre sens, les secteurs privé, commercial et industriel de notre pays doivent arriver à des réalisations de ce genre.

Tout problème de conservation peut être abordé sous divers angles. Prenons ainsi la réduction de la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer une maison. Il est possible d'y arriver soit en baissant le thermostat, soit en isolant le bâtiment. Bien sûr, dans le premier cas, la quantité d'énergie qu'on arrive ainsi à épargner n'est pas illimitée étant donné que le sentiment d'inconfort engendré par une température ambiante trop basse aura tôt fait d'arrêter notre effort de conservation. La deuxième solution par contre, la rénovation qui permet d'éliminer toute perte inutile de chaleur due à une construction de qualité médiocre, peut à coup sûr faire économiser de l'énergie sans nuire au confort de l'individu. Le compromis idéal consisterait à la fois à isoler sa maison *et* à baisser le thermostat, ce qui produirait une économie optimale d'énergie.

Ce qui nous amène à la seconde partie du titre de notre chapitre, l'efficacité énergétique. Au moment où furent conçus et construits la majeure partie des foyers et les industries du Canada, quasiment toute l'infrastructure de notre pays en fait, l'efficacité énergétique était loin d'être un facteur primordial. Il n'était pas rationnel à l'époque d'isoler à outrance les maisons dans la mesure où le coût de l'isolation n'était rentabilisable qu'après de longues années, le coût des combustibles étant peu élevé. Dans un même ordre d'idées, il était inconcevable d'un point de vue économique d'investir à grands frais dans la construction d'un complexe industriel énergétiquement rationnel à une époque où l'énergie ne coûtait presque rien; le coût de l'efficience énergétique au niveau de l'infrastructure aurait très bien pu ne jamais être récupéré du seul fait des économies réalisées par une diminution de la consommation d'énergie. Dès lors, l'énergie étant à cette époque à ce point bon marché, notre économie s'est litéralement développée à partir de la notion d'inefficacité énergétique.

Mais les temps ont changé. Il est difficilement concevable que nous puissions connaître une époque où l'énergie serait abondante et peu coûteuse. Le Comité ne partage pas de gaieté de cœur cette opinion pessimiste, mais nous admettons que l'énergie deviendra un produit de plus en plus précieux et de plus en plus cher pendant les quelques décennies à venir. Nous ne voulons pas dire pour autant que les Canadiens doivent s'attendre uniquement à une érosion constante de leur niveau de vie ou de la qualité de la vie. Cela signifie simplement que nous avons été forcés d'admettre que l'efficacité énergétique sera selon toute vraisemblance désormais le facteur primordial qu'il faudra prendre en considération pour l'édification du Canada de demain. Nous n'avons pas d'autre choix que de tirer pratiquement à la lettre les leçons de la fable «La cigale et la fourmi».

Si nous examinons de façon objective le bilan énergétique du Canada, nous constatons que cette inefficience énergétique représente en fait un potentiel unique en son genre: l'énergie que nous gaspillons chaque jour est une ressource prête à être exploitée. En d'autres termes, non seulement jouissons-nous d'un réservoir extraordinaire de ressources énergétiques naturelles conventionnelles et non conventionnelles, mais encore, puisque nous consacrons à l'énergie une partie de notre PNB plus importante que n'importe quel autre pays au monde, nous disposons d'une «ressource de conservation» fabuleuse et parfaitement exploitable. Par conséquent, si nous nous attachons à faire de l'efficacité énergétique une partie intégrante de toutes les facettes de nos activités, qu'elles soient industrielles, commerciales ou sociales, nous pourrions économiser une quantité non négligeable d'énergie. Et en ralentissant ainsi la demande, nous pourrions nous rapprocher davantage de notre objectif d'autosuffisance énergétique pour toutes les formes d'énergie.

Le Comité est dès lors d'avis que la notion d'efficacité énergétique doit devenir immédiatement une partie constitutive de tous nos secteurs d'entreprise. Nous

sommes conscients du fait que la conservation est une ressource qui, bien qu'exploitable, s'amenuisera avec le temps et à mesure que nous gagnerons en efficacité; ceci ne signifie toutefois pas que l'importance de la conservation ira en diminuant. Cela équivaut simplement à dire qu'elle deviendra partie intégrante de tout le système et qu'elle contribuera encore et toujours à freiner la demande dans le secteur énergétique. Le problème énergétique atteindra vraisemblablement son paroxysme au cours des dix ou vingt prochaines années. Nous pouvons nous estimer heureux de pouvoir exploiter cette ressource qu'est la conservation dès maintenant, à une époque où nous en avons vraiment besoin. Il serait stupide d'en nier l'importance et le potentiel.

2. SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES ET INÉPUISABLES

Le Canada doit accorder une importance renouvelée aux sources d'énergie durables pour assurer ses besoins. Nous devons nous détacher des combustibles fossiles non renouvelables pour l'excellente raison que les réserves en sont limitées. Comme nous en faisions état précédemment, même s'il est établi que ces réserves dureront un certain temps encore, quoique certaines dussent s'épuiser plus rapidement que d'autres, l'issue finale reste néanmoins inévitable. La société ne peut continuer à exploiter indéfiniment les hydrocarbures fossiles pour l'énergie dont elle a besoin. Notre rapport se penche sur certaines des raisons qui font qu'il vaut mieux commencer plut tôt que plus tard la transition vers des formes d'énergie durables.

Les sources d'énergie renouvelable sont celles qui se reconstituent naturellement moyennant ou non intervention de la part de l'homme. Les vents et les marées sont deux exemples de sources d'énergie disponibles à perpétuité, en quantités limitées, sans intervention de la part de l'homme, alors que la biomasse en tant que ressource énergétique n'est renouvelable qu'à condition de faire l'objet d'une gestion rationelle. Parmi les sources d'énergie inépuisables, citons l'énergie solaire ou la fusion nucléaire qui pourraient un jour répondre à tous les besoins énergétiques concevables de l'humanité, à condition que cette dernière apprenne à les dompter et à les domestiquer.

La conversion du système énergétique du Canada à base d'énergie non renouvelable aux énergies renouvelables et inépuisables ne sera ni une entreprise aisée ni un objectif réalisable du jour au lendemain. Elle exigera de la volonté, énormément de travail et d'argent et, peut-être plus important encore, beaucoup de temps pour réorienter l'économie. Il est indubitable que, si nous espérons y aboutir en perturbant le moins possible la qualité de la vie que nous avons appris à considérer comme normale, nous devons nous y atteler dès que possible. Ceci veut dire en clair qu'il faut s'attendre à une longue période de transition—plusieurs décennies—au cours de laquelle n'existeront ni le système que nous connaissons à l'heure actuelle, ni celui que nous envisageons pour l'avenir. Pendant ce temps, nous devrons continuer et même augmenter l'utilisation de certains hydrocarbures tout en mettant en valeur des sources d'énergie de remplacement et en amenant au stade de la rentabilité commerciale les technologies nécessaires. Ce scénario est indispensable pour «gagner du temps», mais *l'objectif ultime de notre politique sur l'énergie de remplacement reste l'abandon total des hydrocarbures fossiles comme source d'énergie.*

Cette période de transition sera chargée de défis qu'il nous faudra relever mais offrira également, d'un même tenant, des possibilités et des perspectives inconnues jusqu'alors pour le Canada. Toutes les nations, à un moment ou un autre, devront accepter la réalité et abandonner les ressources énergétiques non renouvelables; si nous parvenons à mettre au point les technologies de remplacement qui, un jour où l'autre, deviendront indispensables pour le reste du monde, nos perspectives d'exportation connaîtront un essort sans précédent. Nous faisons état des efforts spécifiques à entreprendre immédiatement par les recommandations que nous formulons tout au long du rapport, mais nous les avons surtout concentrées au chapitre consacré aux devises, aux technologies et aux sources d'énergie de remplacement.

3. PRÉOCCUPATIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

L'exploitation de l'énergie proprement dite ne saurait se faire sans avoir une certaine incidence sur l'environnement. Toutefois, chaque option énergétique a, sur l'environnement, des effets distincts et variables. Certaines formes d'exploitation énergétique sont, écologiquement parlant, plus inoffensives que d'autres et le Comité tient à souligner qu'il a procédé à son enquête en gardant constamment à l'esprit les aspects environnementaux de la question. Il ne serait pas raisonnable de formuler une politique énergétique qui résoudrait le problème de l'énergie au prix d'un préjudice grave pour l'environnement.

La majeure partie de nos problèmes environnementaux apparemment les plus insolubles sont le produit de notre asservissement aux sources énergétiques hydrocarburées, et ceci en raison du fait que les combustibles fossiles sont, de même que leurs sous-produits de combustion, éminemment polluants lorsqu'ils sont dégagés dans la biosphère.

Le gaz naturel est le combustible hydrocarburé le plus propre. Puisqu'il s'agit d'un gaz, il s'évanouit facilement lorsqu'il est libéré dans l'atmosphère et sa com-

bustion, surtout si elle est complète, produit principalement du gaz carbonique. Le pétrole sous toutes ses formes est beaucoup plus polluant en ce sens qu'il s'agit, à l'état naturel, d'une substance complexe et toxique pour les organismes vivants et que sa combustion dégage toute une série de sous-produits dont des hydrocarbures, des résidus particulaires, de l'oxyde de carbone (CO) et du gaz carbonique (CO_2), des oxydes d'azote (NO_x), des anhydrides sulfureux (SO_2) et des métaux lourds. Quant au charbon, il est encore plus polluant puisqu'il produit en beaucoup plus grandes quantités les mêmes types d'agents polluants que les hydrocarbures liquides; qui plus est, son extraction est particulièrement préjudiciable à l'environnement. L'extraction à ciel ouvert, les crassiers acides, les poussières dégagées pendant son transport et sa combustion, l'érosion et les maladies professionnelles comme la silicose du mineur font ainsi du charbon le combustible fossile le moins séduisant du point de vue environnemental.

Deux des problèmes environnementaux les plus aigus de l'heure sont les précipitations acides et les concentrations de gaz carbonique dans l'atmosphère; ces deux phénomènes sont essentiellement une résultante de la combustion des carburants fossiles. L'élément environnemental a donc été pour le Comité le facteur déterminant l'ayant poussé à conclure qu'un nouveau système énergétique pour le Canada ne devrait pas reposer principalement sur l'utilisation des hydrocarbures.

A. LES PRÉCIPITATIONS ACIDES

On pensait jadis que les pluies acides ne représentaient qu'un problème très localisé, par exemple l'acidification des lacs immédiatement adjacents à un complexe métallurgique. Toutefois, nous savons maintenant que les précipitations acides représentent un problème extrêmement répandu, à l'échelle quasiment de la planète tout entière, dont les incidences écologiques pourraient devenir extrêmement marquées.

Les pluies acides ne sont pas une nouveauté. De fait, dès 1852, les habitants de Wansea au pays de Galles s'étaient plaints des effets de la «pluie corrosive» due à l'industrie houillière locale sur leurs troupeaux et la végétation dans toute la région. Le problème toutefois devient de plus en plus sérieux en Europe, en Scandinavie, au Japon et en Amérique du Nord qui tous commencent à constater ses effets préjudiciables pour l'écologie, la santé et le système social tout entier. En 1979, le rapport préliminaire du groupe mixte canado-américain chargé d'étudier la propagation à grande distance des agents polluants en suspension dans l'air a «défini les précipitations acides comme étant le problème général le plus préoccupant du moment».

La raison pour laquelle les précipitations acides ne font les manchettes que depuis quelques années est que les savants n'ont réussi que depuis peu à rassembler suffisamment de données pour pouvoir envisager l'étendue et l'acuité du problème. Comme les pluies acides ne sont dommageables ni dans l'immédiat ni de façon évidente, on peut à juste titre les qualifier d'agents polluants à retardement; leurs conséquences écologiques n'apparaissent qu'avec l'accumulation, à très longue échéance, d'une quantité d'acide suffisante pour produire un effet mesurable. De nombreux tenants de l'environnement soutiennent qu'au moment où le préjudice sera devenu d'une évidence incontestable, les quantités d'acides accumulées seront telles qu'il sera impossible de prendre des mesures palliatives relativement peu coûteuses pour empêcher une dégradation rapide de l'environnement.

Formation des précipitations acides

La pluie acide est le produit de la contamination des précipitations par de l'acide. L'eau pure est un élément neutre qui, à ce titre, n'est ni acide ni alcalin. Toutefois, l'eau présente dans la nature, même non polluée, n'est jamais pure: en effet, il s'agit d'une solution diluée contenant de l'acide carbonique, un acide qui est le résultat de la dissolution, dans la vapeur d'eau présente dans l'atmosphère, du gaz carbonique.

De nombreux autres composés peuvent être présents dans les gouttes de pluie et certains d'entre eux, des particules provenant du sol par exemple, peuvent rendre l'eau de pluie plus alcaline. D'autres éléments comme l'anhydride sulfureux et les oxydes d'azote—tous deux produits par la combustion des carburants fossiles—peuvent se dissoudre dans l'eau de pluie et en relever le taux d'acidité.

Bien que les spécialistes comprennent encore mal à l'heure actuelle les nombreuses réactions chimiques extrêmement complexes qui se produisent dans l'atmosphère pour donner les précipitations acides, il n'en reste pas moins que les oxydes du soufre et de l'azote s'y transforment respectivement en acide sulphurique et en acide nitrique. Ces acides sont extrêmement *puissants*, ils se dissolvent presque complétement dans l'eau et ont pour caractéristique d'augmenter considérablement le taux d'acidité des eaux pluviales. Les précipitations les plus acides jamais enregistrées l'ont été en 1974 en Écosse. Cette pluie était grosso modo aussi acide que du vinaigre ou de l'acide acétique diluée et son taux d'acidité était plus de *mille fois* supérieur à celui des eaux pluviales naturelles.

L'incidence des précipitations acides est plus ou moins bien connue selon les secteurs environnementaux. Ainsi, on connaît assez bien les effets de l'acidification des écosystèmes (environnements) aquatiques mais relativement peu de chose de leurs incidences sur les écosystèmes terrestres comme les forêts ou sur les cultures.

Il n'a pas encore été possible de déterminer avec exactitude l'incidence directe des précipitations acides sur l'organisme humain. On soupçonne que l'anhydride sulfureux, qui est la cause principale des précipitations acides, est préjudiciable aux individus souffrant de problèmes respiratoires. Une eau acide passant dans des canalisations métalliques peut avoir pour effet d'accroître la teneur en cuivre et en plomb des eaux de consommation, et certaines eaux de source naturelles provenant de régions exposées à d'abondantes précipitations acides ont accusé des teneurs élevés en plomb, en cuivre, en aluminium, en mercure et en cadmium. Tous ces métaux sont dangereux pour l'organisme, mais il n'a pas encore été possible de se faire une idée précise de l'ampleur de leurs effets sur la santé et les coûts médicaux qui en découlent.

Les précipitations acides peuvent aussi affecter les éléments fabriqués de main d'homme. Elles peuvent accélérer considérablement les phénomènes d'érosion de sorte que les bâtiments, les routes, la peinture, les sculptures, pour ne citer que quelques exemples, qui y sont exposés pendant des périodes prolongées, peuvent subir de ce fait des dégâts d'ordre esthétique et fonctionnel. On évalue à plus de $5 milliards le total des dégâts annuels ainsi causés au seul environnement urbain nord-américain.

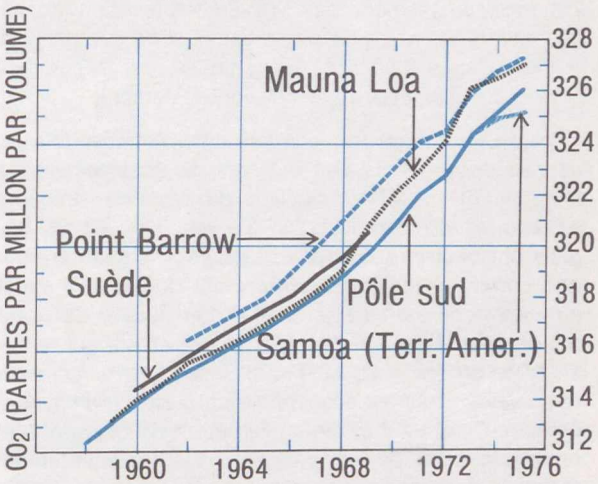
B. LA QUESTION DU GAZ CARBONIQUE

A mesure que les gens découvrent que la pluie acide n'est pas un phénomène nouveau, ils commencent à se demander pourquoi ils n'en ont jamais entendu parler auparavant. Il y a plusieurs raisons à cela, mais la principale est que, dans notre société, la planification effective à long terme est chose rare et la plupart des problèmes environnementaux y sont ignorés jusqu'au moment où ils atteignent une ampleur alarmante. Voilà justement ce que le Comité espère éviter en planifiant un avenir énergétique qui n'engendrera pas de «surprises», écologiques pénibles qui exigeraient ultérieurement des palliatifs *sur mesure*.

Ceci nous amène à la question du gaz carbonique. Nous utilisons ici le terme «question» par opposition à «problème» étant donné que les incidences de l'augmentation régulière et indubitable des concentrations de gaz carbonique dans l'atmosphère terrestre sont à l'heure actuelle controversées. De l'avis du Comité toutefois, cette incertitude ne signifie pas qu'il faille l'ignorer. Bien au contraire, elle justifie d'autant plus une étude approfondie du phénomène et une planification de notre avenir énergétique qui fassent en sorte de ne pas perturber l'équilibre environnemental traditionnel et, partant, de ne pas imposer au 21e siècle un problème dont les répercussions pourraient se faire sentir à l'échelle de la planète. Il ne fait aucun doute que la question du gaz carbonique exige d'être envisagée dans une perspective à long terme.

La plupart des gens n'ont pas encore entendu parler du phénomène de la pollution par le gaz carbonique. Toutefois, certaines mesures, effectuées à divers endroits depuis 1958 déjà, des concentrations de CO_2 dans l'atmosphère ont révélé sans aucune ambiguïté que ces concentrations augmentaient à raison d'une partie par million (1 ppm équivaut à 1 milligramme par kilogramme) par an (figure 4-1). Mis en perspective, ce chiffre signifie que la concentration de CO_2 a augmenté de 13.8 ppm en 15 ans, de 1962 à 1977, soit une augmentation de 316.2 à 330 ppm, équivalant donc à plus de 4%. Depuis 1850, avec le début de la révolution industrielle, cette augmentation a été d'environ 14%, les concentrations passant approximativement de 290 à 330 ppm. Si la tendance enregistrée au cours des 20 dernières années se maintient ou s'intensifie, nous pourrions fort bien connaître en l'an 2000 une concentration de CO_2 de l'ordre de 400 ppm, concentration susceptible de perturber de façon peut-être irréversible le climat de la planète.

Figure 4-1: CONCENTRATIONS DE GAZ CARBONIQUE DANS L'ATMOSPHÈRE TERRESTRE



Source: D'après Kellog, 1978, p. 15. Reproduit avec la permission de «THE BULLETIN OF THE ATOMIC SCIENTISTS». Copyright © 1978 by the Educational Foundation for Nuclear Science, Chicago Ill.

L'analyse historique révèle que les concentrations de gaz carbonique dans l'atmosphère sont restées plus ou moins constantes au cours des époques passées en

raison de l'existence d'un certain état d'équilibre entre (1) les quantités de CO_2 transformées tous les ans en éléments organiques solides par la photosynthèse et les quantités dégagées par les végétaux et les animaux, et (2) les quantités de CO_2 absorbées ou libérées par les océans. Il importe toutefois de relever que cet équilibre s'est accompagné d'une *perte nette minime mais constante* en carbone tout au long de ce cycle dynamique qui s'est manifestée sur des millions et des millions d'années. Le gaz carbonique ainsi éliminé et accumulé sous terre dans les restes des organismes vivant de jadis constitue ce que nous appelons maintenant les combustibles fossiles. Ainsi, lorsque nous brûlons ces combustibles fossiles, nous libérons dans l'atmosphère du carbone qui, il y a des millions d'année, avait été absorbé et fixé par les végétaux. Lorsque nous abattons des arbres, nous aggravons encore le problème parce que (1) nous réduisons d'autant les activités de photosynthèse; (2) nous dégageons du CO_2 lorsque nous les brûlons ou les laissons se décomposer; et (3) nous dénudons le sol superficiel en permettant ainsi à l'humus de se décomposer, libérant ainsi dans l'atmosphère des quantités encore accrues de CO_2.

Certaines mesures ont révélé que l'exploitation annuelle de la biomasse forestière dégageait approximativement la même quantité de CO_2 que la combustion des carburants fossiles. Ceci signifie qu'on ne saurait tolérer une exploitation mondiale à grande échelle de la biomasse a des fins énergétiques et que toute la biomasse exploitée doit faire l'objet d'une politique de *reconstitution complète*. Cette perspective semble toutefois malheureusement peu vraisemblable étant donné que même *en l'absence* d'une exploitation intensive de la biomasse à des fins énergétiques, les superficies boisées de la planète s'amenuisent rapidement.

Le CO_2 s'accumule dès lors dans l'atmosphère en conséquence directe des activités de déboisement de l'homme et de la combustion de quantités toujours croissantes de combustibles fossiles. La plupart des gens ont peut-être du mal à considérer le gaz carbonique comme un agent polluant étant donné qu'il s'agit d'un élément essentiel et tout à fait naturel de notre atmosphère. Mais ce n'est pas le gaz en soi qui représente le problème: c'est plutôt sa *concentration* dans l'atmosphère qui est susceptible de perturber l'environnement. En effet, il existe un lien étroit de cause à effet entre la quantité de CO_2 présente dans l'air et la température et le climat de la planète.

Les océans contiennent énormément de carbone et on les considère depuis toujours comme de gros consommateurs de CO_2. Toutefois, il apparaît de plus en plus que les étendues ne suffiront peut-être pas à stabiliser, et encore moins à réduire, les concentrations de plus en plus importantes de gaz carbonique dans l'atmosphère. (En 1980, la combustion des carburants fossiles a dû, selon les estimations, dégager dans l'atmosphère l'équivalent de 5.57 milliards de tonnes de CO_2 (Munn *et al*, 1980) à quoi il faut ajouter une quantité équivalente attribuable au déboisement.) Il ne semble faire aucun doute que les vastes réservoirs océaniques de la planète pourraient réussir à absorber tout le CO_2 que l'homme puisse jamais produire, même si celui-ci devait brûler la totalité des réserves de combustibles fossiles de la terre. Mais c'est avant tout une question de temps.

Diverses méthodes de recherche ont révélé que le rythme de convection des eaux océaniques constituées de couches thermiques était extrêmement lent. Les eaux plus chaudes à la surface des océans (une couche dont l'épaisseur va de 100 à 200 mètres) se mélangent aux eaux plus froides en profondeur à un rythme de l'ordre du millénaire. Ainsi donc, si les eaux océaniques superficielles venaient à être saturées en gaz carbonique, l'élimination de concentrations élevées de CO_2 pourrait exiger une période équivalant à l'espérance de vie de plusieurs générations.

L'effet de serre

L'atmosphère est composée de molécules que nous connaissons tous (oxygène, azote, gaz carbonique, vapeur d'eau, etc...) mais, par contre, tout le monde ne sait pas que ces molécules ont la faculté d'absorber l'énergie de certaines longueurs d'onde. La plupart des gaz atmosphériques, dont le gaz carbonique, laissent passer les longueurs d'onde relativement courtes du rayonnement solaire; ainsi, la majeure partie de l'énergie que nous fournit le soleil traverse l'atmosphère pour être absorbée ou réfléchie par l'écorce terrestre. Ce sont pour les plus grandes longueurs d'onde, celles dans lesquelles la Terre renvoie le rayonnement, que les molécules qui forment le gaz carbonique et la vapeur d'eau constituent les deux principaux éléments qui absorbent l'énergie dans l'atmosphère.

Ce faisant, ces molécules entraînent un réchauffement général de l'atmosphère, phénomène communément appelé «effet de serre» parce qu'il rappelle grossièrement l'effet de réchauffement qui se produit derrière des surfaces vitrées exposées au soleil. Une serre laisse entrer le rayonnement solaire mais freine les déperditions de chaleur (tout en réduisant les pertes par convection) et donc se réchauffe. Ainsi, si l'atmosphère se réchauffe à la suite d'une augmentation de l'absorption d'énergie résultant de concentrations plus élevées de CO_2, la température à la surface de la Terre augmentera alors par l'intermédiaire de transferts de chaleur.

Quels seront les effets de cette accumulation de gaz carbonique? Selon les savants, si la concentration de CO_2 dans l'atmosphère venait à doubler, la température moyenne de la planète pourrait en conséquence augmenter de plusieurs degrés Celsius. Cette perspective ne semble guère inquiéter beaucoup de gens, le changement étant en effet considéré comme relativement mineur. De fait, comment convaincre les Canadiens qui ont l'habitude de sautes de température de 10 à 20 degrés Celsius en l'espace de quelques heures ou de quelques jours qu'une augmentation de deux ou trois degrés de la température moyenne de la planète sur une période de 20 à 70 ans pourrait avoir des répercussions considérables? Pourtant, c'est bien le cas. La hausse de température varierait avec la latitude et, si pour une augmentation globale moyenne de deux à trois degrés, la différence est insignifiante à l'Équateur, près des poles, la température pourrait augmenter jusqu'à 10°C. Aussi, d'aucuns ont fait valoir que la fonte des calottes polaires pourrait commencer avec une augmentation de la température moyenne de la planète de 1 à 3 degrés Celsius seulement. De fait, entre l'apogée de la dernière période glaciaire (de 20,000 à 16,000 ans de cela) et l'apogée de la période de réchauffement interglaciaire que nous connaissons actuellement, la température moyenne de l'océan n'a augmenté que de 2°C et la température moyenne de la planète de 5°C.

Les arguments réfutant l'idée selon laquelle le CO_2 va bouleverser de façon radicale le climat ne manquent pas. Toutefois, une constatation fait l'unanimité: l'accumulation de CO_2 dans l'atmosphère représente un danger environnemental ou climatique *possible*.

Même si la plupart des experts s'accordent à dire que l'augmentation de gaz carbonique ne devrait pas entraîner des répercussions climatiques sensibles avant l'an 2000, il est à remarquer qu'*il n'existe à l'heure actuelle aucune technique utilisable permettant de réduire dans une proportion sensible les quantités de gaz carbonique déjà présentes dans l'atmosphère au cas où leur accumulation en viendrait à devenir un problème tangible ayant des incidences intolérables sur l'environnement*. Cette conclusion est très inquiétante en ce sens que le temps dont nous disposons pour remplacer nos combustibles fossiles par des sources d'énergie de remplacement se compte en décennies, que le coût de la transition est foncièrement impossible à calculer et que les incidences environnementales possibles de chaque solution de remplacement devraient être minutieusement analysées.

Les scientifiques ne savent pas exactement ce que donnerait un régime climatique plus chaud. La plupart d'entre eux conviennent qu'il serait en règle générale plus humide mais que certaines régions, l'intérieur de l'Amérique du Nord par exemple, pourrait devenir beaucoup plus sèches. Les conséquences pourraient être extrêmement graves pour le Canada si nos terres céréalières devenaient trop sèches pour pouvoir être cultivées. Qui plus est, la récupération de nouvelles régions agricoles plus au nord à la suite d'un réchauffement de la température ne saurait être une compensation suffisante en ce sens que les sols septentrionnaux ne sont pas assez fertiles pour se prêter à une exploitation intensive. Quoi qu'il en soit, toute modification de la durée de la saison agricole et des régimes traditionnels de précipitations aurait à coup sûr pour conséquence une perturbation profonde des schémas d'exploitation agricole traditionnelle. L'homme pourrait sans doute finir par produire davantage de produits alimentaires sous un climat plus chaud et plus humide, mais la confusion qui ne manquerait pas de se produire à la suite d'un bouleversement radical s'accompagnerait de longues années de vaches maigres pendant toute la période d'adaptation. Cette perspective est loin d'être réjouissante pour notre monde qui compte déjà tellement d'affamés.

Il est évident que de nombreuses questions au sujet du rapport entre la concentration de gaz carbonique et le climat sont encore sans réponse. Toutefois, comme le précisait un rapport publié en 1977 par l'Académie nationale des Sciences:

> Malheureusement, il faudra des millénaires pour que se dissipent les effets d'un siècle d'utilisation de combustibles fossiles. Si la décision se fait attendre jusqu'à ce que se fassent sentir les répercussions d'une modification du climat due à l'homme, on peut dire qu'à toutes fins utiles les jeux auront été faits.

Le Comité estime que des mesures doivent être prises dès maintenant pour libérer notre pays de sa dépendance envers les sources d'énergie fossiles de manière à pouvoir travailler sans plus attendre à la création d'un système énergétique qui ne contribuera pas à accroître l'accumulation de gaz carbonique dans l'atmosphère. Nous réussirions ainsi d'un même tenant à ralentir les précipitations acides et à réduire la pollution urbaine due à l'utilisation de l'essence et du mazout dans le secteur des transports.

Il faut reconnaître que le Canada ne contribue que dans une faible mesure au problème global d'émission de CO_2 mais il faut bien commencer quelque part à réduire ces émissions. Le Canada possède les sources nécessaires d'énergie de remplacement. Il lui suffit donc de les mettre en œuvre et de démontrer au reste du monde qu'une économie peut être basée sur des sources d'énergie autres que les hydrocarbures.

4. DIVERSITÉ DES APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES

Il arrive souvent aux gens de dire, à tort d'ailleurs, que nous subissons une crise du pétrole. C'est faux, du moins pour l'instant. Mais comme une partie tellement

importante de notre énergie vient du pétrole et que nous sommes incapables de nous suffire à nous-mêmes, notre situation est précaire. Il est à espérer que cette prise de conscience nous aura appris qu'il est téméraire et peu avisé d'avoir à dépendre de façon excessive d'une seule source, limitée, d'approvisionnements. Le Comité ne manque pas de conclure qu'une nouvelle politique énergétique devrait avoir pour particularité importante une plus grande diversification de notre approvisionnement énergétique.

A l'heure actuelle, l'avenir énergétique du Canada est incertain. Nous ne savons pas par exemple dans quelle mesure la conjoncture politique et économique des années à venir nous permettra d'exploiter nos sables bitumineux ou encore notre potentiel énergétique nucléaire. Nous ne savons pas non plus à quel rythme la technologie de certains modes énergétiques de remplacement dont nous faisons état dans le présent rapport pourra apparaître sur le marché. Dans un même ordre d'idées, il nous est impossible de savoir à quel moment la viabilité technique et économique de la technologie de la fusion nucléaire pourra être prouvée. Il est important d'arriver à réduire ces incertitudes si nous voulons assurer les investissements nécessaires et suffisants dans le domaine énergétique.

La mise en place d'une infrastructure énergétique plus souple et plus diversifié ne se fera pas sans problèmes et sans frais: la diversification exigera d'énormes investissements dans la recherche, le développement et la commercialisation des modes de remplacement. Ainsi, le matériel et les bâtiments qui accepteraient toute une série de combustibles et se prêteraient bien à une souplesse d'utilisation coûteraient probablement plus cher au départ que le matériel et les bâtiments actuels prévus en fonction d'une utilisation et d'un combustible spécifiques.

Il ne faudrait pas pour autant considérer la diversité comme un objectif souhaitable en soi. Nous devons éviter une trop grande fragmentation de nos efforts de recherche et de développement qui ne manquerait pas de se produire si nous tentions de mettre au point une myriade de technologiques énergétiques dont certaines ne seraient probablement ni rentables ni commodes. Nous ne devons pas non plus sacrifier l'aspect économique caractéristique des grandes centrales et des réseaux énergétiques à grande échelle s'ils sont conçus pour desservir les régions les plus peuplées et le secteur industriel d'une façon aussi économique que possible.

Le principal obstacle à la mise en place d'un système énergétique plus diversifié sera sans doute l'élément d'adaptation sociale. A mesure que des pressions d'ordre économique et politique feront disparaître les industries qui, actuellement, fabriquent des produits inefficaces, monovalents et énergivores, des rajustements du marché de l'emploi s'imposeront. En conséquence, on assistera vraisemblablement à une évolution des structures de revenus et des modes de vie.

Nous sommes néanmoins d'avis qu'en dernière analyse un système énergétique plus diversifié apportera des dividendes bien plus élevés que l'investissement initial nécessaire. La qualité de l'environnement s'en ressentira de façon positive. L'autosuffisance énergétique entraînera une plus grande stabilité économique. La dissipation des incertitudes stimulera la croissance. La modération de l'influence des grandes entreprises monolithiques du secteur énergétique nous donnera à tous une liberté économique accrue. Enfin, la souplesse inhérente à un système énergétique diversifié nous permettra de réagir plus facilement aux fluctuations brutales des prix et des approvisionnements mondiaux dans le secteur énergétique et facilitera des ajustements plus rapides du cocktail énergétique national. La conservation fera office d'agent moteur pour nos efforts de diversification, mais le marché de l'offre et ses contraintes nous inciteront également à diversifier notre base énergétique.

Nous pourrons promouvoir cette diversification de notre système énergétique en agissant simultanément sur plusieurs plans dont, par exemple, les suivants:

- *L'interchangeabilité*: la mise au point de matériel et l'utilisation de carburants se prêtant à l'interchangeabilité en réaction à toute évolution des prix et de l'offre auront leur importance.

- *Souplesse de conception*: la construction des bâtiments et la conception de l'équipement devraient tenir compte de l'évolution saisonnière des utilisations et de l'évolution des modes de vie, en plus de pouvoir être adaptables aux nouvelles technologies.

- *Systèmes à composantes multiples*: indispensables si l'on veut tirer profit de l'évolution de la disponibilité des sources d'énergie. Ainsi, il sera peut-être souhaitable que les maisons aient deux ou même trois modes de chauffage à condition toutefois que ce soit économiquement réalisable.

- *Convertibilité*: les plans et les structures devraient être établis en fonction d'éventuelles modifications radicales des systèmes énergétiques.

Le Canada doit jeter les bases scientifiques et politiques qui lui permettront d'assurer pour l'avenir un approvisionnement et une utilisation énergétiques plus diversifiés, d'exploiter le potentiel de ses ressources, d'améliorer sa sécurité énergétique et d'acquérir l'expérience nécessaire dans le domaine de la gestion de l'énergie. Le Comité est par conséquent d'avis que toute stratégie énergétique à court et à moyen terme devrait

soigneusement éviter toute dépendance prépondérante à l'égard d'un nombre limité de technologies ou de types d'énergie et mettre plutôt l'accent sur la mise au point de formules énergétiques de remplacement diversifiées.

5. CONSIDÉRATIONS D'ORDRE RÉGIONAL

De point de vue national, toute politique énergétique de remplacement peut et doit tenir compte avant toute autre chose des différences considérables qui existent d'une région à l'autre au niveau des ressources et des besoins énergétiques. Aucune source, aucune technologie et aucune devise énergétique n'est également applicable à toutes les parties du Canada et il serait ridicule de vouloir une fois encore établir une carte énergétique monochrome du Canada. De la même façon qu'une nation a intérêt à profiter le mieux possible de ses échanges commerciaux avec les autres pays, chaque région du Canada peut profiter en développant des sources et des technologies d'énergie de remplacement qui exploitent ses avantages.

Nous ne préconisons pas que chaque région s'efforce de devenir complètement auto-suffisante sur le plan de l'énergie car ce genre d'indépendance n'est probablement pas possible et, même si elle l'était, ne constituerait pas un emploi judicieux des ressources en capital. Nous pensons toutefois qu'un meilleur équilibre que celui qui existe aujourd'hui dans l'approvisionnement énergétique national d'une région à l'autre est un but qui vaut la peine d'être poursuivi dans la promotion du bien-être économique dans l'ensemble du pays.

Les sources d'énergie de remplacement susceptibles d'avoir leur place dans l'avenir du Canada se prêtent bien à une nouvelle politique énergétique à diversification régionale en ce sens que plusieurs d'entre elles sont exploitables à l'échelle du pays tout entier. Qui plus est, elles ne sont nullement limitées au sens strict du terme: l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et biomasse ont toutes pour caractéristique d'être des ressources énergétiques colossales. On pourrait également toutefois les définir comme des ressources mal circonscrites, de sorte que le facteur limitatif est ici l'existence où l'absence de technologies permettant leur exploitation rentable, c'est-à-dire toutes les technologies nécessaires pour recueillir, concentrer ou convertir ces ressources pour les adapter à nos besoins énergétiques.

Les cartes suivantes montrent la distribution de certaines de ces sources d'énergie renouvelable au Canada et chacune d'elle s'accompagne d'une rapide description des traits caractéristiques de ces énergies.

A. ÉNERGIE SOLAIRE

La figure 4-2 donne la moyenne quotidienne du rayonnement solaire incident sur une surface horizontale pour tout le Canada. L'unité utilisée est le Langley qui correspond à 11.6 watt/heure/m²/jour. On voit immédiatement que, pour la plupart des régions les plus peuplées du Canada, l'ensoleillement quotidien moyen, sur l'année, est de l'ordre de 300 Langleys. Ceci signifie qu'un mètre carré de panneaux solaires horizontaux y recueillerait environ 3.8 kilowatt-heure d'énergie de rayonnement par jour. (Par comparaison, un litre de mazout de chauffage fournit une énergie équivalent à 10 kWh environ). Bien entendu, une fraction seulement de cette énergie sera recueillie étant donné que l'efficacité des panneaux solaires varie énormément.

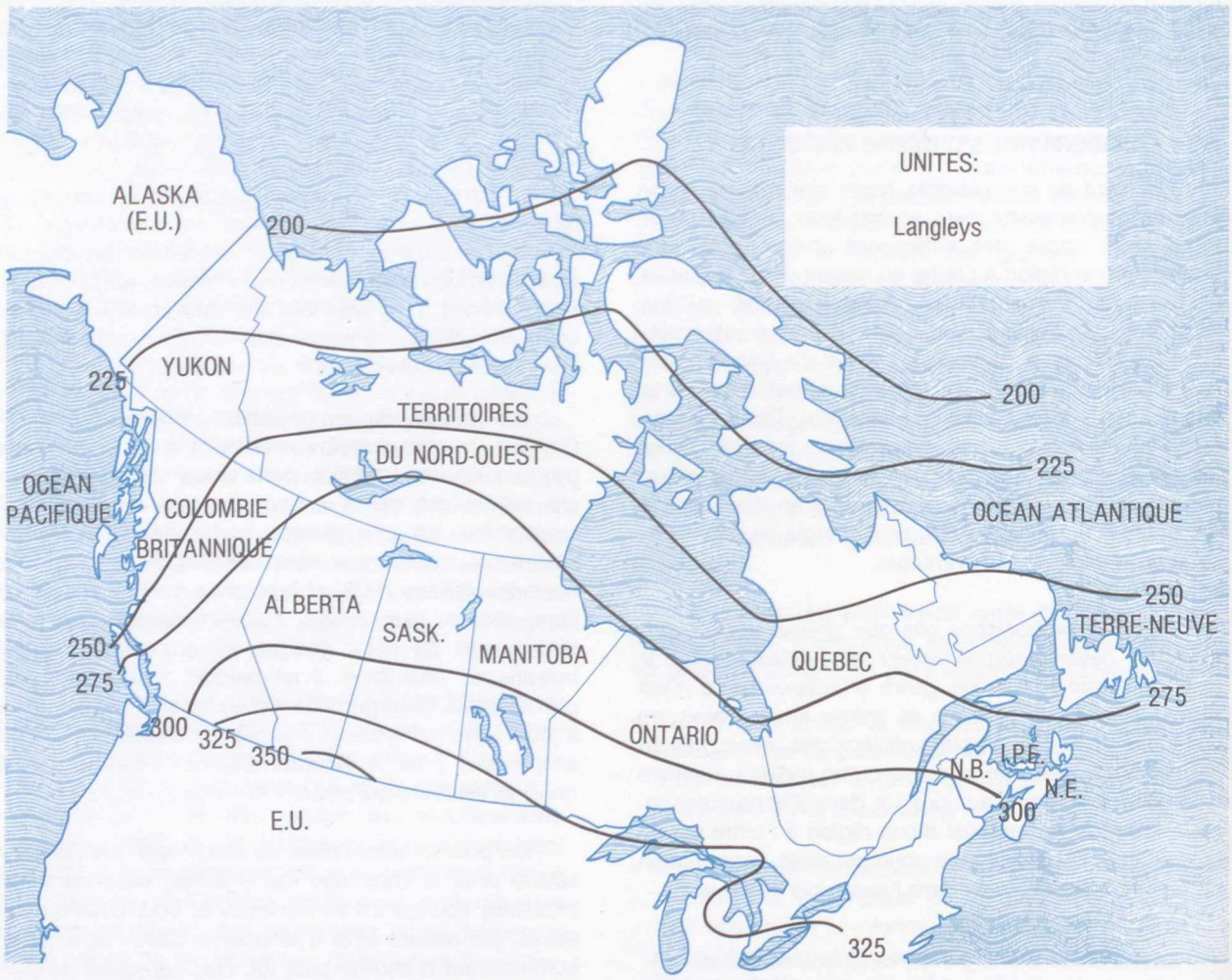
Au niveau du rayonnement solaire *moyen*, le Canada se compare favorablement à la plupart des pays du monde. Toutefois, cette valeur moyenne d'énergie solaire est moins importante que sa distribution saisonnière. La plus grande partie de notre énergie solaire nous parvient surtout pendant les longues journées ensoleillées d'été, et beaucoup moins pendant les jours d'hiver plus courts. Malheureusement donc, la disponibilité de cette énergie est à l'inverse de nos besoins de chauffage. Il ne faudrait toutefois pas en conclure que l'énergie solaire n'aurait qu'un rôle minimal à jouer dans un système énergétique diversifié. Il s'agira simplement pour le Canada d'utiliser l'énergie solaire dans les secteurs qui peuvent le mieux en tirer parti.

On pourrait ainsi utiliser de façon optimale l'énergie solaire pour le chauffage des piscines, dans certaines industries comme les conserveries et pour chauffer des serres, permettant ainsi d'allonger la saison agricole en commençant à cultiver plus tôt. Des panneaux solaires bien conçus, des systèmes d'entreposage saisonnier efficaces et des structures à chauffage solaire passif, parfaitement adaptées au climat spécifique du Canada, seront autant d'éléments indispensables si l'on veut encourager une utilisation plus intensive et extensive de l'énergie solaire.

B. ÉNERGIE ÉOLIENNE

La carte représentant les densités d'énergie éolienne au Canada (Figure 4-3) fait ressortir les régions qui connaissent les régimes éoliens les plus favorables. Il s'agit en l'occurrence de la région de l'Atlantique, du nord de l'Ontario et du Québec ainsi que du sud des Prairies. Aucune indication ne figure pour la Colombie-Britannique étant donné que la diversité topographique de cette province ne permet pas d'indiquer avec précision une tendance générale; il ne faudrait pas pour autant en conclure que la Colombie-Britannique ne présente aucun potentiel du point de vue de l'énergie

Figure 4-2: RAYONNEMENT SOLAIRE QUOTIDIEN MOYEN SUR UN PLAN HORIZONTAL AU CANADA (MOYENNE SUR L'ANNÉE)



Source: Canada, Énergie, Mines et Ressources, 1980.

éolienne. Bien au contraire, la région littorale de cette province est considérée à ce titre comme l'une des plus prometteuses. Qui plus est, certaine de ses régions montagneuses présentent de nombreux sites caractérisés par un effet de couloir et se prêteraient dès lors admirablement à une exploitation de l'énergie éolienne.

C. BIOMASSE

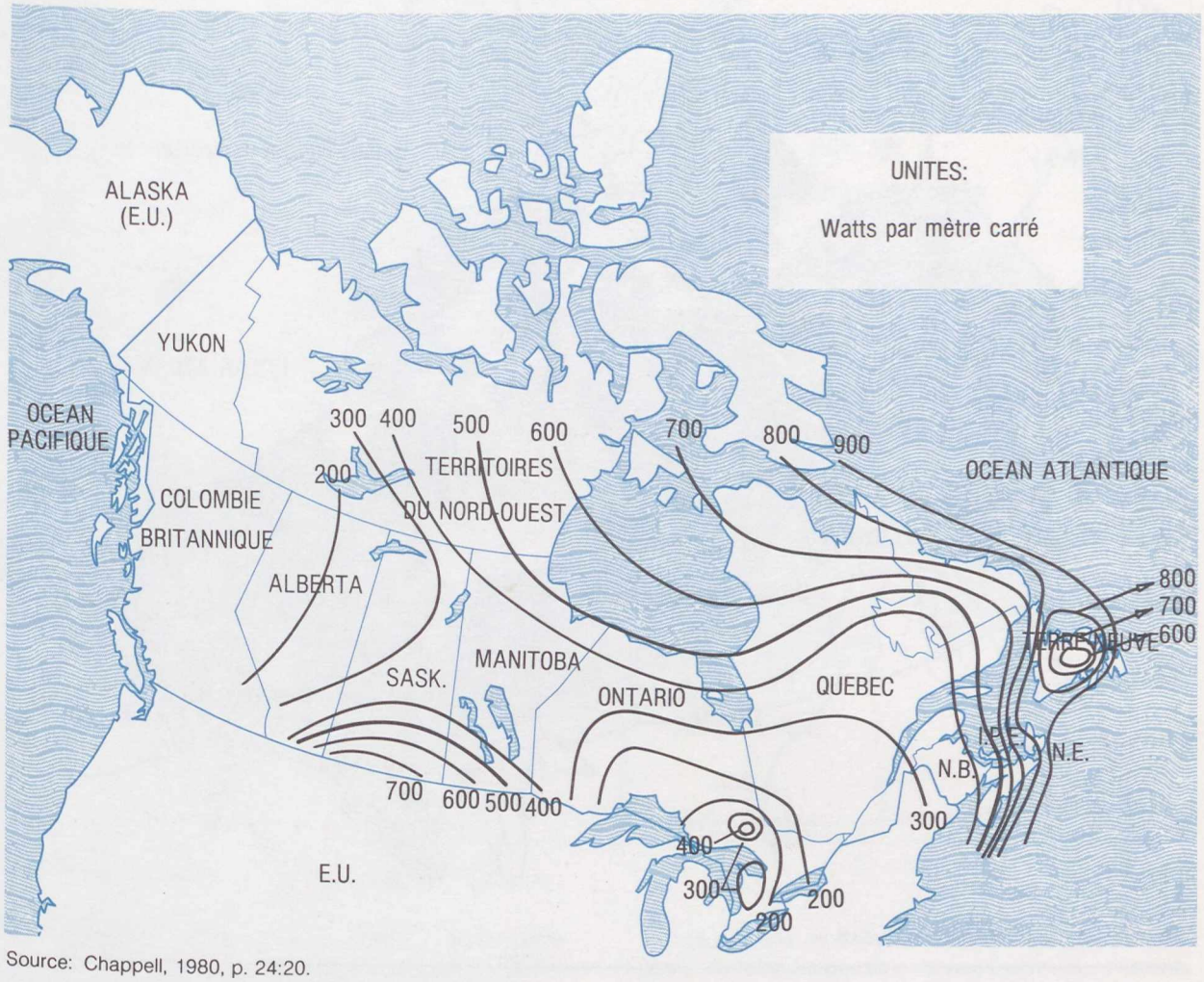
La Figure 4-4 présente une estimation du nombre de tonnes de biomasse produites pas hectare et par an au Canada. Il s'agit d'une illustration très généralisée qui, tout en indiquant des niveaux de productivité, ne tient nullement compte d'éléments comme la facilité d'exploitation et de transport vers les marchés. A ce titre, la biomasse a un potentiel comparable à celui du soleil: une ressource colossale et mal circonscrite dont l'exploitation sur une grande échelle exigerait de nouvelles solutions technologiques.

Répétons ici qu'à l'inverse des énergies solaire et éolienne, l'exploitation de la biomasse exige une gestion minutieuse de cette ressource. Le soleil brillera toujours et le vent ne manquera jamais, quelle que soit la façon dont nous tenterons de les domestiquer; pour la biomasse par contre, toute région exploitée doit faire l'objet d'une gestion attentive afin d'assurer la reconstitution de cette ressource.

D. ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

La carte de l'énergie géothermique (Figure 4-5) diffère des trois cartes précédentes en ce sens qu'elle ne vise pas à quantifier cette ressources, mais précise

Figure 4-3: DENSITÉ ANNUELLE MOYENNE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU CANADA À UNE ALTITUDE DE 50 MÈTRES

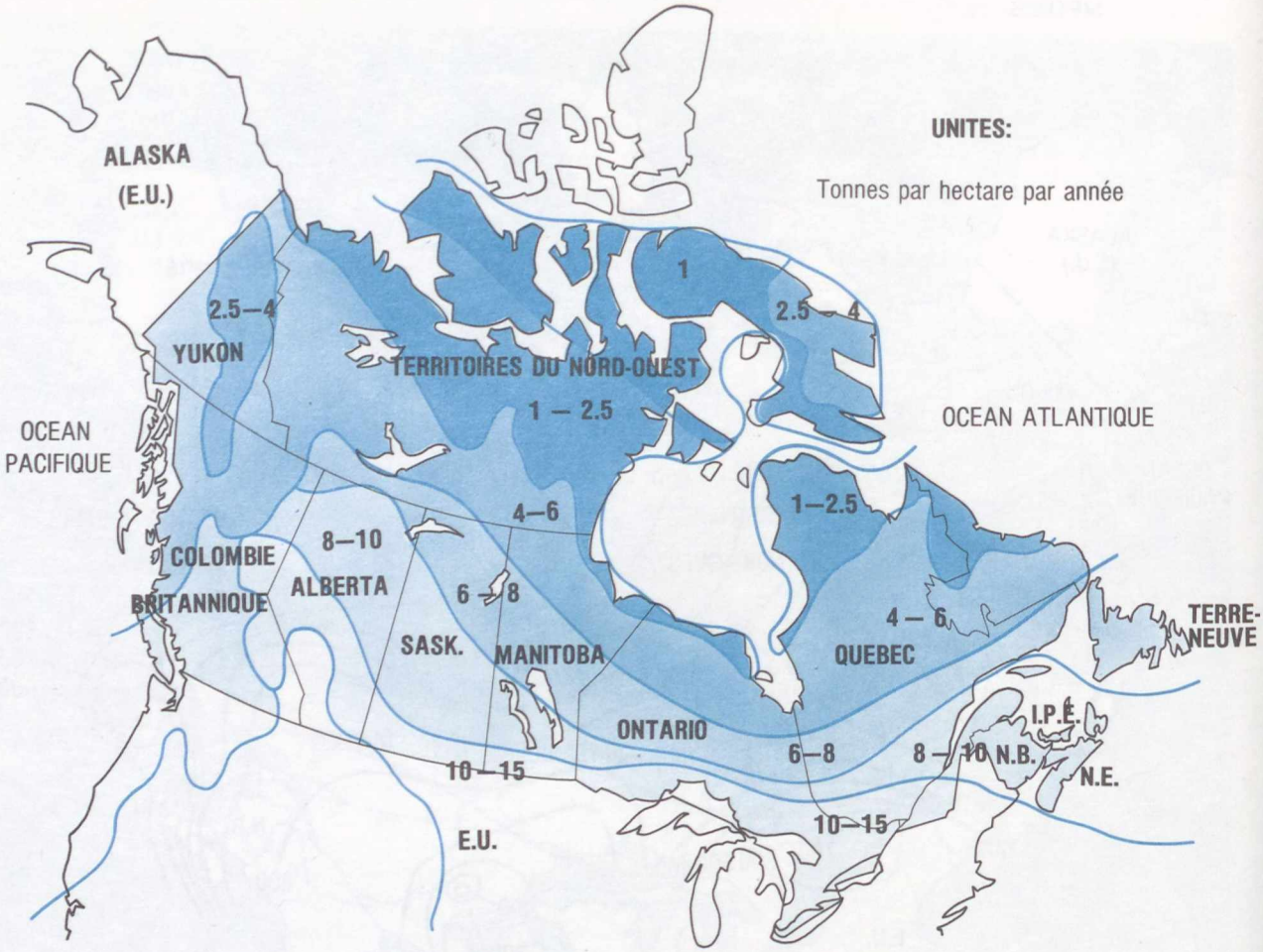


Source: Chappell, 1980, p. 24:20.

plutôt les régions les plus prometteuses du point de vue de l'énergie géothermique potentielle. Puisque l'énergie géothermique se définit simplement comme étant la chaleur naturelle de la Terre, une carte comme celle-ci se limite à spécifier les régions dans lesquelles l'énergie exploitable pourrait justifier l'investissement nécessaire à son exploitation. Comme nous en faisons état au chapitre consacré à l'énergie géothermique, les deux régions les plus prometteuses se trouvent d'une part en Colombie-Britannique et au Yukon, siège d'une activité volcanique récente, et d'autre part dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien dans le sous-sol des provinces des Prairies.

Quelles que soient les ressources locales existantes, le renchérissement de l'énergie au Canada et tous les moyens permettant d'encourager l'exploitation de nouvelles sources d'énergie contribueront à faire évoluer la situation de l'offre et de la demande. Une formule objective tiendra compte des différences régionales et permettra à chaque région d'utiliser les sources de financement nécessaires pour la mise en valeur des solutions qu'elles jugeront les plus avantageuses pour elles. Il importe toutefois que les mesures d'incitation accordées aux énergies de remplacement ne portent pas préjudice aux diverses options exploitables à l'échelon national. Même si les grandes lignes directrices et les structures de financement doivent surtout émaner du palier fédéral, il est impérieux d'intensifier les coopérations entre tous les paliers de gouvernements pour tout ce qui touche au secteur énergétique. Nous ne devons pas laisser les querelles nationales mener le Canada à des options énergétiques inutilement coûteuses et balkanisées.

Figure 4-4: ZONES D'EXPLOITATION DE LA BIOMASSE AU CANADA



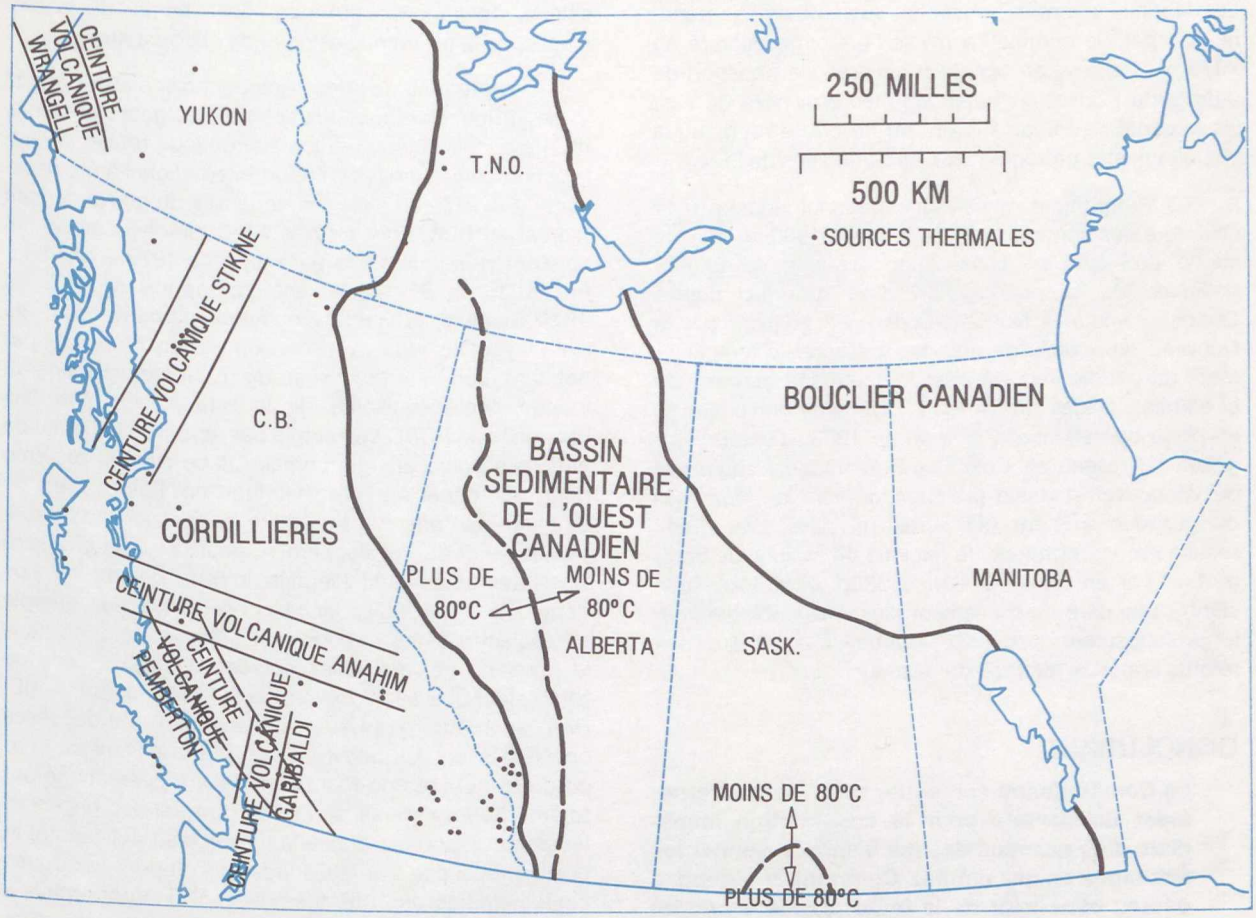
Source: Love and Overend, 1978, p. 8.

6. PRÉOCCUPATIONS D'ORDRE STRATÉGIQUE

Le Canada, dont la population représente seulement un demi pour cent de l'humanité, est considéré par le reste du monde comme une nation riche, peu peuplée et dans une large mesure autosuffisante dans le domaine des ressources naturelles. Toutefois, cette nation ne prospère pas dans une tour d'ivoire. Bien au contraire, son PNB dépend beaucoup de ses échanges commerciaux avec l'étranger, principalement les États-Unis, l'Europe occidentale et le Japon. La prospérité économique du Canada est par conséquent étroitement liée à celle de ces trois régions ainsi qu'à leur sécurité. Le problème est que, pendant le quart de siècle à venir, ces trois partenaires commerciaux, et d'ailleurs le Canada lui-même, continueront à avoir besoin de pétrole principalement originaire d'une partie du monde—le Golfe persique—extrêmement instable.

A l'heure actuelle, le Canada est obligé d'importer une quantité nette d'environ 300,000 barils de pétrole brut par jour. D'après les chiffres de l'offre et de la demande projetés par l'Office national de l'énergie dans son rapport de 1978, les importations nettes de brut devraient atteindre 760,000 barils par jour en 1985 et 900,000 barils par jour d'ici 1995, selon les estimations les plus optimistes. Dans une prévision ultérieure et en réponse aux augmentations du prix mondial au milieu de 1979, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources avait prévu que, dans le cadre de la politique alors en vigueur, le brut qu'il nous faut importer atteindrait 640,000 barils par jour en 1985 puis retomberait à 335,000 barils par jour d'ici 1995 (Canada, EMR, 1979b). Le Programme énergétique national qui, comme cela n'avait jamais été fait auparavant, s'engage à modifier la demande, prévoit des importations nettes de 260,000 barils par jour en 1985 et l'autosuffisance

Figure 4-5: POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE L'OUEST CANADIEN



Source: D'après Souther, 1975, p. 263; et Jessop, 1976, p. 5.

énergétique d'ici 1990 (Canada, EMR, 1980e). Cette prévision suppose toutefois que les projets de Cold Lake et Alsands seront en chantier et viendront s'ajouter aux réserves de pétrole non conventionnel en 1987 (l'achèvement de ces deux projets est maintenant en doute) et les prévisions de l'industrie du pétrole ne partagent pas dans l'ensemble l'optimisme des scénarios d'offre et de demande de EMR. Le Comité attend avec impatience les nouvelles projections de l'Office national de l'énergie qui devraient être publiées peu après la parution de ce rapport.

En 1980, le Canada a acheté près de 63 % de son pétrole brut importé à l'Arabie Saoudite et 25 % au Vénézuela. L'Irak et le Koweït ont chacun fourni environ 3.5 % de nos importations et le Mexique a commencé à nous livrer de petites quantités de pétrole brut. Ainsi, plus des deux tiers des importations canadiennes ont pour origine le Golfe persique et nous arrivent par le Cap de Bonne Espérance dans des pétroliers qui ne battent pas pavillon canadien.

Les moyens de défense en cas d'interruption arbitraire mais toujours possible de nos approvisionnements de brut sont peu nombreux et peu efficaces. Aux termes de l'Entente internationale sur l'énergie (signée à Bruxelles en septembre 1974 par le Canada, la Belgique, le Danemark, la République fédérale allemande, l'Irlande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Norvège, le Royaume-Uni et les États-Unis), le Canada a accepté un plan prévoyant la constitution de réserves de pétrole et une diminution de consommation en cas de pénurie soudaine. Il s'agit essentiellement pour chacune de ces nations de constituer des réserves d'urgence suffisantes pour assurer la consommation intérieure pendant 90 jours sans aucune importation extérieure nette. Le Canada a, techniquement parlant, été en mesure de respecter ces critères (en remplissant les réservoirs et les oléoducs existants) sans constituer de réserves dans la mesure où l'Entente s'applique à l'ensemble du pays et non pas aux provinces atlantiques qui dépendent pratiquement à 100 % du pétrole importé et pour lesquelles une interruption prolongée des appro-

visionnements aurait des répercussions très marquées. Les Maritimes sont extrêmement vulnérables aux pénuries de pétrole comme l'a révélé l'embargo décrété en 1973 par les pays arabes qui a nécessité le transport de pétrole de l'Ouest canadien vers les provinces de l'est via le canal de Panama. Cet état de chose ne manque pas d'inquiéter profondément les Canadiens de l'Est.

Le Programme énergétique national déposé à la Chambre des communes le 28 octobre 1980 se penche sur le problème en faisant une question de priorité nationale de la prolongation d'un gazoduc depuis Québec jusqu'à la Nouvelle-Écosse en passant par le Nouveau-Brunswick, de manière à assurer le remplacement du pétrole importé pour le chauffage domestique et certains usages industriels. L'ONE avait prévu la mise en place opérationnelle, à la fin de 1983, d'une prolongation du réseau en Colombie-Britannique jusqu'à l'île de Vancouver et d'une prolongation vers les Maritimes du gazoduc existant qui aurait pu ainsi, dès 1990, réduire nos importations de quelque 44 millions de barils de brut par an (Canada, ONE, 1980f). Toutefois, 1984 semble une date d'achèvement plus vraisemblable pour le prolongement jusqu'aux Maritimes eu égard aux retards apportés au tracé du gazoduc:

CONCLUSION

Le Comité donne son entier appui au gouvernement du Canada pour la construction immédiate d'un gazoduc destiné à approvisionner les Maritimes en gaz naturel. Ce projet énergétique devrait bénéficier de la toute première priorité dans le cadre d'un programme de diversification de notre système énergétique et aurait pour but de réduire la trop grande dépendance de l'est du Québec et des provinces maritimes à l'égard du pétrole brut importé.

Pour ce qui est des énergies de remplacement, le Canada participe à des activités de RD&D dans le cadre de l'Agence internationale pour l'énergie (AIE) dont il fait partie. Cette agence a été créée en 1974 dans le contexte de l'Organisation pour la Coopération et le Développement Économiques (OCDE) et un de ses objectifs principaux est «la coopération entre pays participants dans le but de freiner la trop grande dépendance à l'égard du pétrole grâce à la conservation de l'énergie, l'exploitation de sources d'énergie de remplacement et à diverses activités de recherche et de développement» (AIE, Bilan de 1979, 1980). L'agence assure la coordination de projets spécifiques portant sur les technologies et les sources d'énergie de remplacement et, en 1979, notre pays a participé directement à plus de 20 études de ce genre, notamment dans les domaines de la recherche et du développement pour la conservation de l'énergie, des technologies houillères, de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne, de l'énergie de la biomasse, de la fusion nucléaire, et de l'hydrogène.

Compte tenu des richesses dont dispose le Canada et de la détermination, affichée par ses gouvernements, d'obtenir son autosuffisance énergétique totale, la contribution de notre pays à l'effort international a été décevante. En 1979 en effet, les dépenses du gouvernement fédéral en RD&D ont totalisé $163 millions, soit un fléchissement net de 4.5% par rapport à 1978 et une augmentation de 3% seulement par rapport à 1974. En 1979 toujours, le Canada comptait parmi les pays de l'AIE ayant la plus forte consommation d'énergie par habitant alors que (au niveau du gouvernement fédéral) il était l'antépénultième de la liste au chapitre des dépenses de RD&D en énergie par rapport à la demande nationale pour l'énergie primaire. Il se classait onzième pour les dépenses par habitant en RD&D dans le domaine de l'énergie, et encore la part consacrée à la recherche et au développement pour l'énergie nucléaire classique représentait-elle plus de 60% de ce total. Les dépenses en RD&D pour la conservation de l'énergie s'élevaient à $12.5 millions, soit 7.7% du total et, dans le domaine des nouvelles sources d'énergie, elles ne totalisaient que $21.7 millions, soit 13.3% du total (AIE, Bilan de 1980b, p. 14, 19, 109). En 1978, les dépenses consenties par les gouvernements provinciaux au chapitre des activités de RD&D en matière énergétique ont totalisé $99.9 millions, soit 63% du total des dépenses fédérales pour cette année-là. Le tableau 4-1 montre la position occupée par le Canada par rapport aux autres pays membres de l'AIE. Il est évident que notre pays a encore beaucoup à faire pour que ses efforts puissent se comparer à ceux de la plupart des autres états membres. Même si l'on tient compte des dépenses provinciales, l'effort consenti par le Canada, quoique davantage respectable, reste peu impressionnant.

RECOMMANDATION

Le Canada devrait, dans son intérêt propre et dans le but de donner plus ample suite aux objectifs de l'AIE, intensifier le taux d'accroissement de ses dépenses en RD&D dans le secteur des énergies de remplacement.

7. PRÉOCCUPATIONS D'ORDRE SOCIAL

L'existence et la subsistance de tous les peuples sont incontestablement liées à l'énergie. Les Canadiens sont particulièrement touchés parce qu'ils utilisent beaucoup d'énergie pour un certain nombre de raisons. Les extrêmes de température que leur pays connaît tous les ans est un des facteurs et la grande étendue géographique du pays et le fait que sa population soit clairsemée en sont d'autres. Toutefois, indépendamment de l'en-

Tableau 4-1: STATISTIQUES RELATIVES À L'ÉNERGIE POUR LES PAYS MEMBRES DE L'AIE, 1979

Pays	Budgets gouvernementaux RD&D secteur énergétique (en millions de dollars US) (est.)[a]	Demande totale pour l'énergie primaire (DEP) (mtep)[f] (chiffres de 1978)	Produit intérieur brut (PIB) (milliards de dollars US) (est.)	Population (millions) (est.)[b]	Dépenses gouvernementales par habitant, RD&D, secteur de l'énergie (dollars US) (est.)[a]	PIB par habitant (en milliers de dollars US) (est.)	Demande d'énergie primaire totale par habitant (tep) (est.)
Australie	n.a.	69.0	120.5	14.434	n.a.	8.3	4.78
Autriche	31.9	24.9	68.9	7.506	4.25	9.2	3.32
Belgique[c]	97.7	46.1	111.5	9.860	9.90	11.3	4.68
Canada[e]	139.2	203.4	222.8	23.691	5.88	9.4	8.58
Danemark[c]	31.0	19.3	65.6	5.120	6.05	12.8	3.76
Allemagne[c]	1 048.0	270.2	755.8	61.337	17.09	12.3	4.41
Grèce	4.1	14.6	37.5	9.444	0.43	4.0	1.56
Irlande[c]	4.7	8.2	14.9	3.256	1.44	4.6	2.52
Italie[c]	213.2	139.5	318.6	56.888	3.75	5.6	2.45
Japon	919.3	357.0	1 021.6	115.880	7.93	8.8	3.08
Pays-Bas[c]	111.7	64.2	151.8	14.030	7.89	10.8	4.58
Nouvelle-Zélande	8.5	10.5	21.1	3.160	2.69	6.7	3.32
Norvège	39.5	21.3	45.3	4.074	9.70	11.1	5.23
Espagne	79.3	70.2	197.4	37.554	2.11	5.3	1.87
Suède	108.5	51.0	103.3	8.296	13.08	12.5	6.14
Suisse	52.6	23.8	94.1	6.318	8.33	14.9	3.77
Royaume Uni[c,d]	389.2	212.2	391.2	55.783	6.98	7.0	3.80
États-Unis	3 783.4	1 842.1	2 349.0	220.415	17.16	10.7	8.36

(a) Les taux de change utilisés sont les moyennes annuelles publiées dans les statistiques financières internationales du FMI.
(b) *Principaux indicateurs économiques de l'OCDE*, mars 1980.
(c) Les dépenses des pays membres de la CE ne comprennent pas leur contribution aux programmes de la CE.
(d) Pour ce qui est des industries nationalisées, les chiffres mentionnés pour le Royaume-Uni comprennent uniquement les dépenses en RD & D dans le secteur énergétique financéees par le gouvernement. Les autres dépenses consenties à ce titre par les industries nationalisées s'élevaient à 125.8 millions de livres sterling en 1979.
(e) A l'exclusion des budgets de RD & D des gouvernements provinciaux.
(f) mtep = millions de tonnes d'équivalent pétrole.

Source: Agence internationale pour l'énergie, 1980b, p. 18.

droit où il habite, l'homme doit consentir à une dépense énergique pour assurer ses besoins vitaux que sont le gîte et l'alimentation. Ceci ne signifie nullement qu'il faille dépenser de plus en plus d'énergie pour améliorer la qualité de la vie. Il faut en effet se rappeler que toute exploitation irrationnelle des ressources énergétiques peut avoir une incidence tout à fait nuisible sur d'autres paramètres, l'environnement par exemple, et dès lors sur la qualité de la vie aussi. Lorsqu'ils formulent leurs politiques énergétiques, les gouvernements doivent donc tenir très sérieusement compte des répercussions sociales qu'elles auront.

Une saine politique énergétique doit avoir pour but d'assurer les besoins vitaux de tous grâce à des approvisionnements énergétiques abondants et abordables. Au minimum, il faudrait qu'elle s'efforce de protéger le niveau de vie déjà acquis en offrant l'espoir de lendemains encore meilleurs. Loin d'être cause de chômage, elle doit au contraire créer de l'emploi et, en outre, faire mieux comprendre à chacun dans quelle mesure l'énergie influence et souvent aussi régente son existence.

Au cours des dernières années, le débat sur l'énergie s'est enrichi d'une nouvelle notion. Cette philosophie se penche sur la question en se concentrant sur la demande et, de ce fait, scinde les options énergétiques en deux catégories foncièrement différentes qu'on appelle respectivement l'énergie «douce» et l'énergie «dure». Sous le premier vocable, on regroupe toutes les formes d'énergie qui limitent la demande et permettent à une société de fonctionner surtout ou exclusivement à

partir d'énergies renouvelables et de sources d'approvisionnement décentralisées. La solution de l'énergie douce a dès lors pour partie intégrante un vigoureux effort de conservation, étant donné que la demande ne saurait atteindre un niveau tel qu'elle ne puisse être satisfaite par les énergies renouvelables. Toutes les autres options de politiques énergétique qui s'attachent principalement à l'aspect offre et supposent de grosses infrastructures centralisées constituent la voie des énergies dures.

Le Comité est d'avis qu'une division aussi arbitraire des options énergétiques est inutile. De fait, elle pourrait même semer la confusion en faisant croire au grand public qu'il s'agit d'une alternative absolue dont les deux membres s'excluent mutuellement. Nous pensons que le Canada aura besoin, pour satisfaire à la demande, d'une vaste gamme d'options allant des petites sources d'énergie renouvelable décentralisées aux sources centralisées de plus grande envergure. Nous soutenons en outre que la conservation doit être la pierre angulaire de toute politique énergétique quelle qu'elle soit, indépendamment de l'option—dure ou douce—retenue. Quelles que puissent être nos sources d'approvisionnement de demain, la conservation est, à court terme, la toute première priorité à respecter lorsque nous nous attaquerons à nos problèmes énergétiques.

Pour ce qui est des sources d'énergie renouvelable, nous n'en savons pas encore assez à leur sujet pour pouvoir déterminer de façon péremptoire selon quel ordre de grandeur elles seront chacune capables de nous approvisionner. Ainsi, il est difficile d'imaginer les ramifications sociales que pourrait entraîner un engagement massif dans l'exploitation de la biomasse sur une grande échelle, et il nous est dès lors impossible d'évaluer avec précision et objectivité la quantité d'énergie que cette source de remplacement pourrait fournir. Dans un même ordre d'idées, un certain nombre de questions relatives aux répercussions d'une utilisation massive de l'énergie solaire restent encore sans réponse—quelles seraient les exigences matérielles, énergétiques et spatiales qui présideraient à la mise en place d'un grand nombre de petites installations solaires?—de sorte que nous ne savons pas quelles quantités d'énergie le soleil pourrait en fin de compte nous fournir.

Nous estimons qu'avant toute décision gouvernementale quant aux rôles respectifs des diverses sources d'énergie de remplacement et de leurs technologies connexes, il importe de se concentrer sur des activités de recherche et de développement beaucoup plus poussées afin de trouver les réponses aux questions comme celles que nous citons ci-dessus. Le Comité est d'avis que cette intensification des efforts de RD&D pour les sources d'énergie de remplacement et leurs technologies connexes devrait commencer immédiatement, non pas que nous préconisons l'adoption de l'une ou l'autre option--énergie dure ou énergie douce--mais bien parce que nous considérons qu'il est impérieux de mieux connaître les options que le Canada devrait faire siennes pour l'avenir.

Il est indubitable que, pour rendre notre pays plus conscient de ses responsabilités énergétiques, il faudra—et c'est un premier pas important—sensibiliser chacun de nos concitoyens à la quantité d'énergie qu'il consomme, lui faire bien comprendre comment cette énergie a été exploitée et quels sont les véritables coûts économiques, sociaux et environnementaux de son utilisation. Qui plus est, puisque le Comité soutient que la conservation est l'un des aspects les plus importants de toute politique d'énergie de remplacement, il est *crucial* que le grand public prenne davantage conscience de ce qu'est l'énergie. Il serait possible d'y arriver en faisant plus d'efforts pour l'éduquer sur la façon d'utiliser et ne pas utiliser l'énergie et en donnant à tous et chacun le moyen de percevoir l'énergie de façon tangible, et nous pouvons illustrer cette thèse par l'exemple suivant. Dans les grands immeubles locatifs, là où les locataires paient un forfait pour l'électricité, rien ne vient les encourager à éteindre les lumières et à débrancher les appareils lorsqu'ils sont inutilisés. Toutefois, l'installation de compteurs individuels dans ces grands ensembles s'accompagne inmanquablement d'une réduction de la consommation totale du simple fait que, pour chaque locataire, la conservation a un effet tangible sous la forme d'une diminution de sa note d'électricité. Des innovations susceptibles d'entraîner ce genre d'*effet rétroactif* au niveau des conséquences de chacune de nos petites décisions quotidiennes en matière énergétique sont absolument indispensables pour nous aider à utiliser notre énergie avec plus de sagesse.

Ainsi donc, l'avenir énergétique envisagé par le Comité suppose implicitement que tous les Canadiens devront se rendre compte qu'il leur faut modifier leurs habitudes de façon à consommer moins d'énergie. Il est réconfortant de constater que ce changement d'attitude semble déjà exister dans une certaine mesure. Des milliers et des milliers d'automobilistes ont adopté la petite voiture, les consommateurs baissent leur thermostat, les maisons sont mieux construites et, de plus en plus, les populations urbaines reviennent vers les centres. Il est indubitable que cette tendance se poursuivra en s'intensifiant et, à mesure qu'évolueront les valeurs actuelles, la parcimonie et l'efficacité énergétiques deviendront les nouveaux symboles de succès.

Cette tendance est d'excellent augure pour l'avenir parce qu'elle signifie que les individus changent leurs habitudes en adoptant la voie d'une meilleure rentabilité énergétique et d'un plus grand respect de l'environnement. Une telle évolution sociale est encourageante en ce sens qu'elle est caractéristique des objectifs premiers

que le Comité tient à encourager. Les habitudes de conservation et la production énergétique décentralisée inhérente à une meilleure exploitation des sources renouvelables devraient permettre aux Canadiens de développer encore davantage ce sentiment de participation tangible à l'effort collectif de conservation énergétique.

A mesure que le taux de croissance de la consommation d'énergie par habitant s'infléchira et que l'utilisation de sources d'énergie de remplacement ira en augmentant, on assistera à un ralentissement du rythme auquel devront être construites de grosses infrastructures énergétiques. Toutefois, les grosses centrales qui resteront nécessaires permettront de centraliser une partie de la production énergétique, et les avantages qu'elles représenteront, notamment un contrôle plus facile des émanations, contribueront à nous donner un environnement plus pur. En d'autres termes, une combinaison d'énergies douces et dures alliée à des programmes accélérés destinés à informer le public devrait donner aux citoyens la possibilité de faire davantage leur part et de mieux comprendre les tenants et les aboutissants de l'énergie qu'ils consomment. A notre avis, cela devrait déboucher sur une amélioration de la qualité de la vie.

Nous sommes parfaitement conscients du fait que la conversion de notre économie à une base énergétique renouvelable, par opposition aux combustibles fossiles, imposera des contraintes aux consommateurs d'énergie. Même si la plupart de nos concitoyens profiteront en dernière analyse d'un élargissement des approvisionnements énergétiques sûrs, d'une plus grande diversification des sources d'énergie, d'une nouvelle croissance des secteurs industriels de la production énergétique et d'une efficacité énergétique accrue de toute notre économie, certains d'entre eux se sentiront sans doute très touchés par le renchérissement de l'énergie. Quoi qu'il en soit, *il ne faudrait pas oublier que, même à l'heure actuelle, nous payons tous une part du prix de l'utilisation de sources d'énergie subventionnées.* La nature indirecte de ces subventions nous porte souvent à croire, à tort, qu'elles n'existent pas et que nous n'aurons jamais à en assumer le coût, et il n'est dès lors nullement surprenant que la perspective d'avoir à payer davantage pour chaque baril de pétrole soit loin de nous plaire. Mais le Comité doit admettre que des augmentations de prix se produiront et que le renchérissement de l'énergie est inévitable.

Aujourd'hui, au Canada, les prix du pétrole ne sont pas basés sur le seul coût de la production mais sont réglementés à un niveau inférieur au prix international. Les consommateurs d'énergie sont donc protégés contre les prix mondiaux élevés et contre tout changement soudain de ces prix. Comme le prix des autres produits énergétiques est lié, directement ou indirectement, à celui du pétrole, le système énergétique du Canada est, dans son ensemble, régi par des décisions de prix basées sur des considérations politiques. A mesure qu'augmentera le prix international et que le prix national se rapprochera de ce dernier, comme le désire la politique actuelle, le prix des autres formes d'énergie augmentera également.

Accompagnant l'effet direct de prix de l'énergie plus élevés sur les budgets, il y aura des incidences inflationnistes à mesure que ces prix se répercuteront sur l'ensemble de l'économie, augmentant ainsi le coût de la vie pour tous les Canadiens. Ceux d'entre eux qui ne pourront s'adapter à la diminution de leur revenu disponible due au renchérissement de l'énergie devront être protégés. La formule la plus directe qui consiste à subventionner les Canadiens à plus faible revenu par la réglementation du prix du pétrole est toutefois considérée comme manquant de sagesse non seulement parce qu'elle encourage la consommation de pétrole, ce qui est nuisible dans la conjoncture actuelle, mais également parce qu'elle revient à subventionner purement et simplement tous les consommateurs de pétrole. On a avancé que le renchérissement de l'énergie n'est pas la cause unique de la pauvreté et il ne serait pas raisonnable d'espérer que la réglementation du prix de l'énergie améliore ou aggrave de façon significative cet éternel problème social. Il existe d'autres manières que la réglementation des prix pour assurer la redistribution du revenu.

Au cours de la période transitoire qui débouchera sur une énergie plus coûteuse, les citoyens que l'on sait avoir de la difficulté à supporter les augmentations de prix devraient bénéficier d'une assistance directe par le biais du système actuel des suppléments de revenu. Ce subventionnement devrait recevoir une priorité élevée. De plus, il y a d'autres avantages à fournir des suppléments de revenu à ceux qui sont le plus touchés par les coûts plus élevés; en premier lieu, en ayant davantage de revenus disponibles, les Canadiens ainsi subventionnés pourraient investir dans la rentabilité énergétique plutôt que dans une plus grande consommation d'énergie.

La promotion de certaines formes d'énergie de remplacement aura des répercussions sociales marquées et d'application universelle si cette politique se traduit par des augmentations du prix de l'alimentation: c'est ce qu'on a appelé la «controverse du beurre ou de l'essence». Tout programme énergétique qui utiliserait la biomasse agricole ou alimentaire pour produire de l'énergie de remplacement en quantité suffisante pour se substituer à une proportion importante du pétrole actuellement utilisée mobiliserait obligatoirement de vastes superficies ainsi que d'autres ressources normalement utilisées par l'agriculture et la sylviculture. Il s'agit ici d'un secteur de préoccupation sociale de toute pre-

mière importance étant donné que, pour toute une série de raisons, la production alimentaire mondiale ne suffit déjà pas à répondre à la demande globale.

Cet élément a des conséquences tant sur le plan national qu'international:

- Une nouvelle augmentation du prix des terres qui a déjà considérablement évolué à la hausse au cours des dernières années (en particulier dans les secteurs de convergence entre les villes et les campagnes), serait indésirable.

- Une évolution du secteur de la production qui abandonnerait les cultures alimentaires pour les cultures énergétiques en réponse à une modification rapide de la structure des prix de revient, de la demande et de la rentabilité, pourrait déstabiliser les prix et les revenus agricoles. Cet état de chose serait préjudiciable à la fois au producteur et au consommateur qui se sont toujours efforcés d'améliorer la stabilité du secteur de l'alimentation.

- Ceux qui préconisent de réserver la terre à l'agriculture font remarquer que, déjà à l'heure actuelle, une proportion importante de l'humanité souffre de la faim ou de malnutrition. Selon eux, il est moralement indéfendable d'utiliser des terres agricoles précieuses à des cultures énergétiques dans la mesure où l'énergie ainsi produite sera destinée à une minorité de la population mondiale qui n'a déjà pas de soucis d'ordre alimentaire. Malgré l'avènement de la «révolution verte» dans certaines parties du monde industrialisé, la production alimentaire canadienne représente pour certains marché mondiaux un complément non négligeable. Notre production agricole soulage les marchés céréaliers et a un effet mitigateur sur le prix des céréales qui, en d'autres circonstances, pourrait devenir prohibitif en période de disette. Les approvisionnements en cellulose comme les peupliers hybrides semblent être des cultures énergétiques plus intéressantes que les récoltes agricoles parce qu'on peut les faire pousser sur des terrains ne convenant pas à la culture de produits alimentaires et qu'ils ne feront donc pas concurrence aux cultures alimentaires pour les terres de choix. Il faudra cependant surveiller la situation de près car les cultures énergétiques qui étaient profitables sur les terres marginales (catégories 4 à 7 de l'inventaire des terres du Canada, Système de classification des terres agricoles) peuvent l'être encore plus sur des terres de première qualité qui peuvent se trouver plus près des marchés énergétiques et être déjà desservies par les réseaux de transport. Il faudra peut-être avoir recours à la législation pour empêcher les cultures énergétiques d'évincer les cultures agricoles.

- La disparité entre nations nanties et non nanties peut être intensifiée s'il se produit une transition globale vers les biocombustibles. Les pays sous-développés essaieront peut-être de produire eux-mêmes ces combustibles au risque de réduire leur production alimentaire et, partant, d'amenuiser les échanges internationaux dans le secteur alimentaire. De plus, s'ils essaient de se recycler dans les cultures énergétiques destinées à l'exportation dans un effort désespéré pour acquérir des devises fortes, cela pourrait avoir pour conséquence une intensification du déboisement et de la désertification qui ont déjà atteint des niveaux inacceptables.

A l'heure actuelle, savants et spécialistes de l'énergie sont partagés sur la question de savoir si les cultures énergétiques—pour la production d'éthanol par exemple—représentent un gain énergétique net. Grosso modo, on peut dire que le potentiel énergétique de l'éthanol correspond à peu près à la quantité d'énergie nécessaire pour le produire à partir de cultures énergétiques. De toute évidence, la question contient sa propre réponse: tant qu'on a du mal à déterminer si un procédé produit de l'énergie nette, c'est qu'il ne s'agit pas d'un procédé prometteur pour la solution des problèmes énergétiques. Par contre, l'aspect équilibre énergétique net du «combustible» utilisé par l'organisme ne laisse aucun doute: l'homme doit s'alimenter pour suivre.

Cette argumentation est réfutée par ceux qui soutiennent que la valeur protéique des récoltes alimentaires n'est ni utilisée, ni réduite au cours de la fermentation et que l'exploitation de territoires vierges ou moins fertiles par des cultures énergétiques pourrait en fait accroître les ressources protéiques nettes utilisables à l'échelle mondiale. Ils ajoutent que l'argument est d'autant plus spécieux que le monde manque de protéines plutôt que de glucides. Cette thèse est de prime abord convaincante mais ne résiste pas à plus ample analyse. En effet, ce scénario ne se concrétisera probablement jamais étant donné que le grain de distillation contenant les protéines produit au cours de la fermentation sera presque toujours utilisé pour l'alimentation du bétail dans les pays industrialisés qui produiront de l'éthanol. De fait, il est peu vraisemblable que ces protéines soient jamais offertes à ceux qui en ont le plus criant besoin, du moins tant et aussi longtemps que le monde industrialisé conservera un régime alimentaire extrêmement riche en protéines *animales*.

Il semble donc que, pour séduisante que puisse sembler pour d'aucuns l'énergie de la biomasse, la production énergétique à partir de cultures alimentaires à grande échelle se concrétiserait presque à coup sûr par un renchérissement des produits agricoles et une pénurie de produits alimentaires à l'échelle mondiale. Elle ne serait sans doute pas non plus d'une grande utilité pour mitiger la crise du pétrole que le monde connaît actuellement et aggraverait très certainement la disette qui menace la planète dans un avenir relative-

ment proche. De l'énergie peut être tirée d'un grand nombre de sources; elle peut également être distribuée et consommée sous des formes et des valeurs très diverses. La question qui se pose est dès lors la suivante: pourquoi utiliser nos ressources alimentaires, indispensables à un titre bien précis—la subsistance de l'espèce humaine—pour produire de l'énergie alors que nous disposons pour cela d'autres moyens? Une saine gestion des ressources doit toujours avoir au nombre de ses objectifs une exploitation qui soit fonction de l'utilisation qui doit en être faite. La conversion des cultures alimentaires en cultures énergétiques pourrait fort bien être une violation de ce principe fondamental.

D'un autre côté, l'énergie tirée de la cellulose, notamment du bois, est une source d'énergie de remplacement intéressante pour le Canada et semble pouvoir fournir un apport important aux réserves d'énergie. C'est pourquoi, au chapitre Sources, devises et technologies de l'énergie de remplacement, le Comité recommande que le Canada produise du méthanol à partir de la cellulose plutôt que de l'éthanol à partir des cultures alimentaires, pour s'en servir comme carburant. (La perspective de produire de l'éthanol à partir de la cellulose est également intéressante mais ce procédé exige de plus amples travaux de recherche et de développement).

La place de l'électricité et de l'hydrogène dans l'avenir énergétique du Canada

Deux devises énergétiques peuvent être tirées de toutes les différentes sources d'énergie que nous avons envisagées. Il s'agit de l'électricité et de l'hydrogène. Selon nous, ces deux devises devraient dominer le tableau énergétique du Canada dans le long terme parce qu'elles répondent aux critères que nous avons choisis en vue de déterminer l'orientation que devrait prendre une nouvelle politique énergétique.

- Nous avons été guidés en tout premier lieu par la nécessité d'encourager les *économies* d'énergie. De tels encouragements devraient être prodigués, quel que puisse être le tableau énergétique, et ils devraient tendre tout simplement à une utilisation judicieuse et efficace de l'énergie.

- Selon le second principe énoncé par nous, l'énergie devrait être tirée des *sources renouvelables* ou *inépuisables*. Les énergies éolienne, géothermique, hydroélectrique, marémotrice, de la biomasse, solaire et nucléaire répondent toutes à ces critères. (Des organismes vivants et des systèmes biomimétiques — systèmes qui copient les réactions chimiques des organismes vivants — peuvent également être développés en vue de la production de l'hydrogène.)

- En troisième lieu, toutes les sources d'énergie mentionnées (à la seule exception de l'énergie nucléaire, car les risques qu'elle fait courir à l'environnement n'ont pas encore été selon nous déterminés de manière satisfaisante) ne présentent guère de *risque pour l'environnement;* il en est de même des devises qui en proviennent (l'hydrogène et l'électricité) et des produits résultant de la «combustion» de ces devises (l'eau et la chaleur de faible qualité).

- Quatrièmement, la variété des sources d'énergie, la diversité des méthodes de production, les solutions applicables en matière d'entreposage et de transport, ainsi que toute la gamme des utilisations finales possibles pour ces devises énergétiques permettent l'élaboration d'un système qui, sans nul doute, sera très *souple*. (A cet égard, il est également important de remarquer qu'il est possible *de convertir* l'électricité en hydrogène et inversement en se servant de l'électrolyse ou de piles à combustible, ce qui contribue à augmenter encore la souplesse de cette filière énergétique.)

- Cinquièmement, les ressources nécessaires à la production de l'hydrogène et de l'électricité sont abondantes au Canada, ce qui nous offre la possibilité de devenir complètement autosuffisants au plan de l'énergie, nous débarrassant ainsi de toutes *préoccupations stratégiques*.

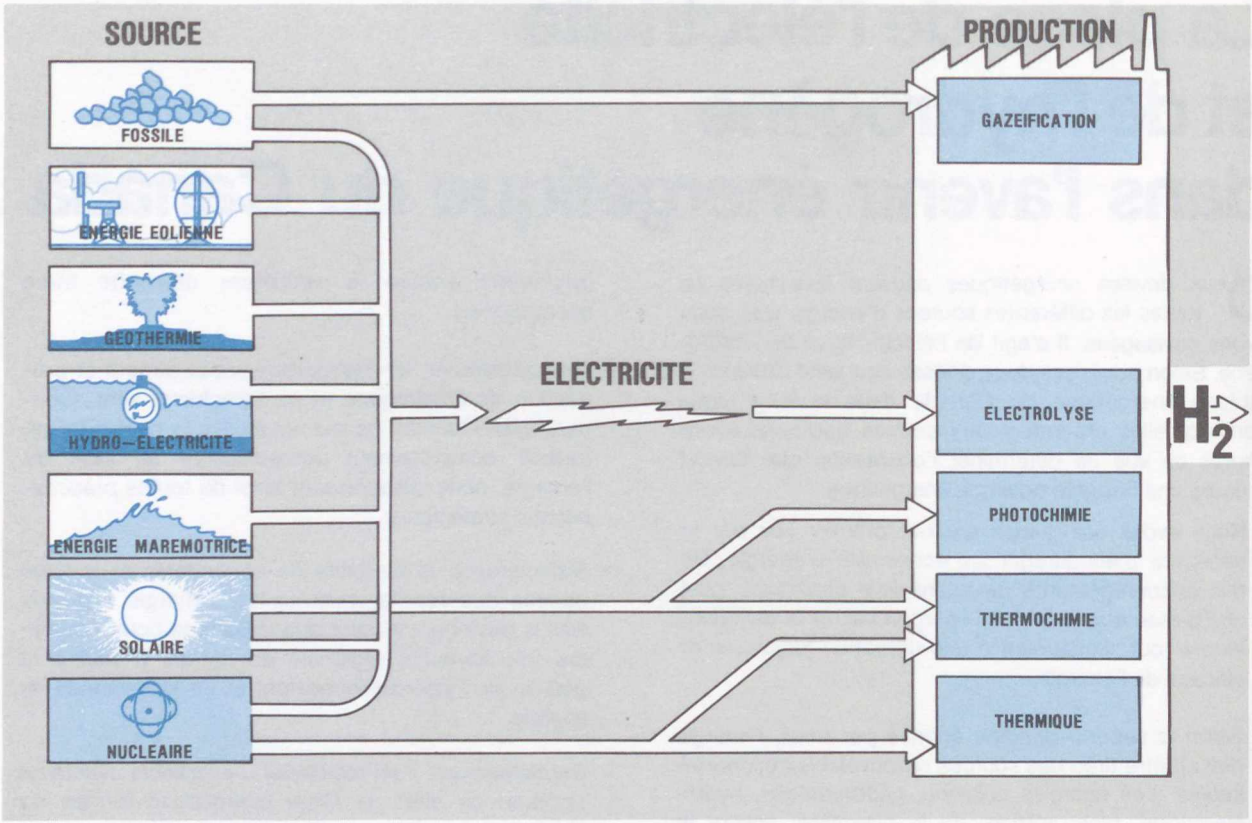
- Sixièmement, la flexibilité de ce système et la large gamme des sources potentielles d'énergie à travers tout le pays garantissent que le Canada pourra atteindre une *diversité régionale* en ce qui a trait à la gestion de l'approvisionnement et de la demande en énergie.

- Septièmement, il en résulterait d'excellents *avantages sociaux;* en effet, la filière énergétique fondée sur l'hydrogène et l'électricité polluerait moins que notre système actuel, un tel tableau énergétique créerait des emplois à l'échelle de tout le pays et engendrerait des retombées favorables au plan de la technologie et de l'économie, grâce aux exportations de nouvelles technologies canadiennes.

La Figure 4-6 illustre sous forme de diagramme la flexibilité d'une filière hydrogène-électricité en indiquant les diverses possibilités de la production et de l'emploi de l'hydrogène dans une société industrielle.

Durant de nombreuses années encore, le pétrole continuera de jouer un rôle important dans notre tableau énergétique, car l'infrastructure nécessaire à sa production, sa distribution et son utilisation se trouve déjà en place et parce que le pétrole constitue la source d'une large gamme de combustibles commodes. Si le Canada ne possède pas de très importantes réserves de pétrole brut léger, notre pays possède toutefois d'abondantes richesses en sable pétrolifères; aussi, une des méthodes nous permettant de continuer à répondre à nos inévitables besoins en produits pétroliers serait la conversion des bruts lourds en huiles légères par l'addition d'hydrogène. (L'addition d'hydrogène augmente le rapport hydrogène/carbone dans les huiles lourdes, ce qui les convertit en huiles légères.) L'hydrogène requis pour ce

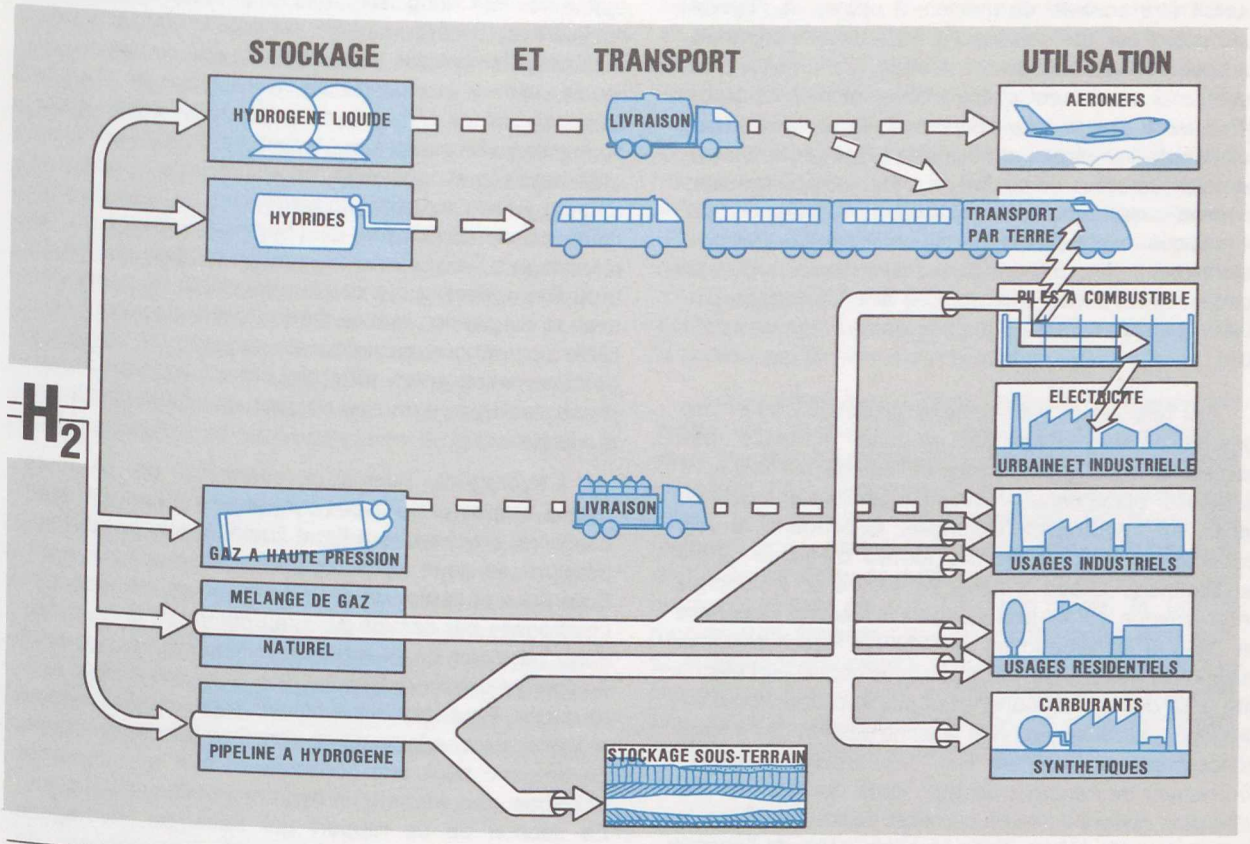
Figure 4-6: L'HYDROGÈNE: UNE DEVISE ÉNERGÉTIQUE DE L'AVENIR



processus s'obtient typiquement de nos jours en l'extrayant du principal constituant du gaz naturel, le méthane (CH_4). Il faut admettre toutefois que cette pratique aboutit à un gaspillage des ressources en hydrocarbures; aussi, nous croyons que l'hydrogène produit par l'électrolyse (décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène en y faisant passer un courant électrique) devrait être utilisé à l'avenir pour améliorer les huiles lourdes. Il faut noter à cet égard que nous possédons au Canada de nombreux sites se prêtant à l'aménagement de centrales hydro-électriques à petite échelle et à grande échelle et que même les sites éloignés, que l'on considère maintenant comme peu économiques, pourraient être aménagés en vue de la production de l'électricité qui, à son tour, pourrait servir à produire de l'hydrogène.

Nous avons remarqué les besoins croissants en énergie des industries canadiennes qui nous approvisionnent en énergie; notre pays a besoin de plus en plus d'énergie pour continuer de s'approvisionner en énergie. Cette constatation nous conduit à penser que le Canada doit aborder le problème de l'approvisionnement de manière plus innovatrice. Par exemple, les services publics construiront au Canada davantage de centrales thermiques et électriques qui, soumises aux lois de la thermo-dynamique, continueront de ne produire guère plus d'une unité d'électricité pour trois unités de chaleur utilisées. En édifiant une ou plusieurs centrales énergétiques à proximité immédiate des gisements de sables bitumineux qui ne peuvent être exploités que grâce aux techniques de récupération sur place, nous profiterions des avantages suivants: l'énergie thermique rejetée par la centrale énergétique pourrait être utilisée pour chauffer les couches inférieures du gisement en vue de la production d'huiles lourdes tandis que l'énergie électrique pourrait être employée à l'électrolyse de l'eau en vue de l'hydrogénation de l'huile lourde produite. En connectant la centrale énergétique et l'usine d'exploitation des sables bitumineux au réseau électrique régional et au système de distribution de gaz, on pourrait maintenir les équilibres énergétiques pour l'exploitation de ce complexe en utilisant ailleurs l'excédent d'électricité et en mélangeant le surplus d'hydrogène à l'approvisionnement en gaz naturel régulier.

En associant la production de l'hydrogène par électrolyse à partir des centrales hydro-électriques éloignées ou des centrales thermiques édifiées sur les lieux mêmes aux ressources en combustibles fossiles du Canada, on



atteindrait plusieurs objectifs: on prolongerait la durée d'utilisation des ressources pétrolières, et on disposerait ainsi d'un temps supplémentaire pour faire la transition harmonieuse à de nouvelles sources d'énergie; l'augmentation de notre approvisionnement national en brut léger améliorerait notre position stratégique en ce qui a trait aux importations de pétrole; nous conserverions le gaz naturel pour son utilisation directe comme source d'énergie; nous pourrions acquérir de l'expérience dans les domaines de la production, du transport et de l'utilisation de l'hydrogène; et, enfin, nous pourrions mettre sur pied une infrastructure pour l'hydrogène qui nous permettrait d'utiliser cette devise énergétique de plus en plus, à mesure que nous ferions moins appel aux hydrocarbures. Cependant, le lecteur ne doit pas perdre de vue que ce développement ne vise pas le problème des combustibles liquides tel qu'il se pose dans les années 1980; la méthode d'approche suivie s'applique au moyen terme et au long terme. D'autres passages du présent rapport viseront à étudier les difficultés qui se poseront au Canada au cours de la prochaine décennie.

L'hydrogène d'origine électrolytique peut également être associé à la production de combustibles à base d'alcool tirés de la biomasse et cela, à mesure que le Canada s'écartera d'un système basé sur le pétrole; en ajoutant de l'hydrogène pur au gaz de synthèse tiré de la biomasse ou de la tourbe, il est possible d'augmenter considérablement le pourcentage de méthanol obtenu à partir d'une certaine quantité de biomasse (voir les sections sur la biomasse et l'hydrogène).

Comme le montre la Figure 4-6, l'hydrogène produit à partir d'un certain nombre de sources de combustibles non fossiles peut servir également à élargir nos réserves de gaz naturel. On peut ajouter jusqu'à 20% d'hydrogène au gaz naturel sans qu'on ait à apporter des changements aux installations de pompage et aux fourneaux, chaudières ou appareils où se fait maintenant la combustion du gaz naturel. Les ressources en gaz naturel de l'ensemble du Canada pourraient être augmentées par l'addition d'hydrogène; c'est ce qui ressort de la décision du gouvernement fédéral de prolonger le réseau de distribution de gaz naturel jusqu'aux Provinces maritimes en passant par Québec. L'addition de l'hydrogène au gaz naturel contribuerait également à la mise en place de notre capacité de production d'hydrogène qui compenserait au déclin dans l'utilisation des hydrocarbures. Plus tard, l'équipement servant présen-

tement au transport et à la combustion du gaz naturel pourrait être converti de manière à utiliser de l'hydrogène pur. Pour des raisons tenant à l'environnement, nous recommandons que le passage à l'hydrogène se fasse aussi rapidement que possible car l'utilisation de cette devise énergétique permettrait de réduire l'accumulation de CO_2 dans l'atmosphère et les pluies acides. Les hydrocarbures continueront d'être utilisés pendant de nombreuses années encore mais de moins en moins en tant que combustibles, de telle manière que l'approvisionnement soit suffisant pour permettre de répondre pendant une période indéterminée aux besoins de l'industrie pétrochimique et à d'autres fins non énergétiques.

Les ressources hydrauliques du Canada, ainsi que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie des marées, l'énergie géothermique et l'énergie nucléaire ont toutes leur place dans le cadre d'une filière énergétique basée sur l'hydrogène/électricité. Cependant, le rôle respectif de chacune de ces formes d'énergie diffère sensiblement. Grâce à l'énergie solaire et à l'énergie géothermique qui se prêtent particulièrement bien dans ce pays à la production de chaleur nécessaire aux maisons et aux usines, nous pourrons conserver l'électricité pour des applications telles que la production d'hydrogène. La conservation et la saine gestion de l'énergie concourront aux mêmes fins. Les turbines éoliennes fournissent de l'énergie de très haute qualité mais leur utilisation restera limitée à certaines régions du Canada; et il en sera de même de toute exploitation de l'énergie des marées. Du moins en ce qui concerne la province de l'Ontario où l'énergie nucléaire assure déjà un tiers de la production de l'électricité, une filière fondée sur l'hydrogène comprendra un large secteur basé sur l'énergie nucléaire. Dans d'autres parties du pays, il peut s'avérer spécialement intéressant d'aménager des sites hydroélectriques situés dans des régions très éloignées. Le grand avantage d'une filière fondée sur l'électricité et l'hydrogène réside dans le fait qu'elle peut, sans qu'on ait à changer l'infrastructure de la distribution et de la consommation finale, se plier à des exigences très diverses en matière d'approvisionnement et aux différentes solutions choisies par les provinces.

Nous n'avons étudié jusqu'à présent qu'une seule méthode de production de l'hydrogène: l'électrolyse. Selon le Comité, l'électrolyse devrait être et sera plus tard la méthode de production choisie par le Canada, car les solutions présentes et futures en matière d'énergie de remplacement peuvent toutes être utilisées pour la production d'électricité et par conséquent d'hydrogène. Il est aussi possible de décomposer l'eau et de produire de l'hydrogène par l'application directe de la chaleur; mais ce sera seulement lorsque nous disposerons des réacteurs de fusion nucléaire, avec les hautes températures qui les caractérisent, que nous serons en mesure de réaliser cette réaction; il s'agit donc d'une option à très long terme. Les réacteurs à fusion nucléaire et l'énergie solaire concentrée peuvent permettre d'atteindre des températures se situant au niveau requis pour la production thermochimique de l'hydrogène; d'autre part, les réactions photochimiques (réactions chimiques induites par la lumière du soleil) peuvent offrir également quelques possibilités de production d'hydrogène. On utilise présentement au Canada une méthode de production de l'hydrogène basée sur le réformage à la vapeur ou l'oxydation partielle du pétrole brut. Cependant, cette dernière méthode ne cadre pas avec la conception que se fait le Comité de notre future filière énergétique basée sur l'hydrogène car elle n'est pas compatible avec notre objectif qui consiste à remplacer les hydrocarbures en tant que sources futures d'énergie.

L'hydrogène peut être entreposé de plusieurs façons et il se prête à des usages très divers. On peut conserver l'hydrogène à l'état liquide à très basse température ou sous forme de gaz sous haute pression. Sous l'une et l'autre de ces formes, on peut transporter l'hydrogène par camion jusqu'au centre de consommation. S'il s'agit de quantités plus importantes, on peut également conserver l'hydrogène dans des cavités souterraines. Pour des applications exigeant une certaine mobilité, lorsque le poids ne constitue pas un problème, l'hydrogène peut être conservé en tant que composé chimique sous forme d'un hydrure métallique ou liquide. La section de ce rapport qui traite de l'hydrogène présente les détails des méthodes d'entreposage de l'hydrogène.

Si l'hydrogène doit remplacer le pétrole, il doit pouvoir être utilisé dans tous les secteurs de notre économie énergétique actuelle. A cet égard, l'hydrogène nous semble être un excellent carburant. Comme le montre la Figure 4-6, l'hydrogène liquide peut être utilisé comme carburant dans les aéronefs. Cette application exigera quelques modifications pour les aéronefs actuels mais le rapport élevé énergie/poids que possède l'hydrogène liquide en fait une solution attrayante. Des travaux sont déjà en cours pour faire la démonstration de cette technologie et l'hydrogène peut trouver dans ce domaine une de ses premières applications en plus de son rôle en tant que facteur permettant de prolonger la durée d'utilisation de nos ressources en combustibles fossiles, comme nous l'avons déjà fait remarquer. On peut également adapter l'hydrogène pour la propulsion des navires et son emploi dans les transports de surface semble prometteur.

Sous forme d'hydrure métallique, l'hydrogène peut être conservé en vue d'être utilisé dans les autobus et probablement dans les trains également. En fait, il existe déjà aux États-Unis et en Allemagne de l'Ouest un certain nombre d'autobus fonctionnant à l'hydrogène.

L'hydrogène gazeux conservé dans des contenants à haute pression sert déjà à des applications industrielles, mais les changements véritables dans l'utilisation énergétique liés à l'apparition d'une filière énergétique fondée sur l'hydrogène se traduiront par le remplacement graduel du gaz naturel et des mélanges gaz naturel et hydrogène par de l'hydrogène pur acheminé par pipe-lines. L'hydrogène peut remplacer le gaz naturel dans plusieurs de ces applications industrielles, notamment comme combustible pour la chaudière, pour les processus d'hydrogénation, pour la production d'engrais, etc. Dans les résidences, l'hydrogène peut servir au fonctionnement des appareils électroménagers et au chauffage. On peut s'en servir également pour la production d'un certain nombre de combustibles synthétiques, comme nous l'avons déjà fait remarquer, ainsi que pour la production du méthanol à partir de la biomasse.

L'hydrogène brûle sans donner de résidus; cette caractéristique en fait un combustible fort attayant. Le seul sous-produit de la combustion de l'hydrogène pur dans l'air est la vapeur d'eau. Pour les grandes villes où la pollution de l'air provoquée par les moyens de transport en surface alimentés au pétrole constitue un problème majeur, l'hydrogène offre une solution satisfaisante. Sous la forme d'hydrure métallique ou liquide comme le méthanol, l'hydrogène peut être conservé dans des réservoirs installés sur des autobus ou des trains de banlieue. Lorsque la force de propulsion est requise, l'hydrogène est tiré de l'hydrure et combiné avec l'air dans une pile à combustible en vue de produire l'électricité qui fait fonctionner un moteur électrique. (On peut adapter les moteurs traditionnels à essence pour qu'il puissent brûler l'hydrogène.) Dans les villes, de grandes piles à combustible qui fonctionneront à l'hydrogène et à l'air pourront être installées en vue de la production d'électricité à proximité des centres de consommation, sans qu'il en résulte les problèmes de pollution de l'air attachés généralement aux services publics qui produisent l'électricité à partir des combustibles fossiles (voir la section sur les piles à combustible).

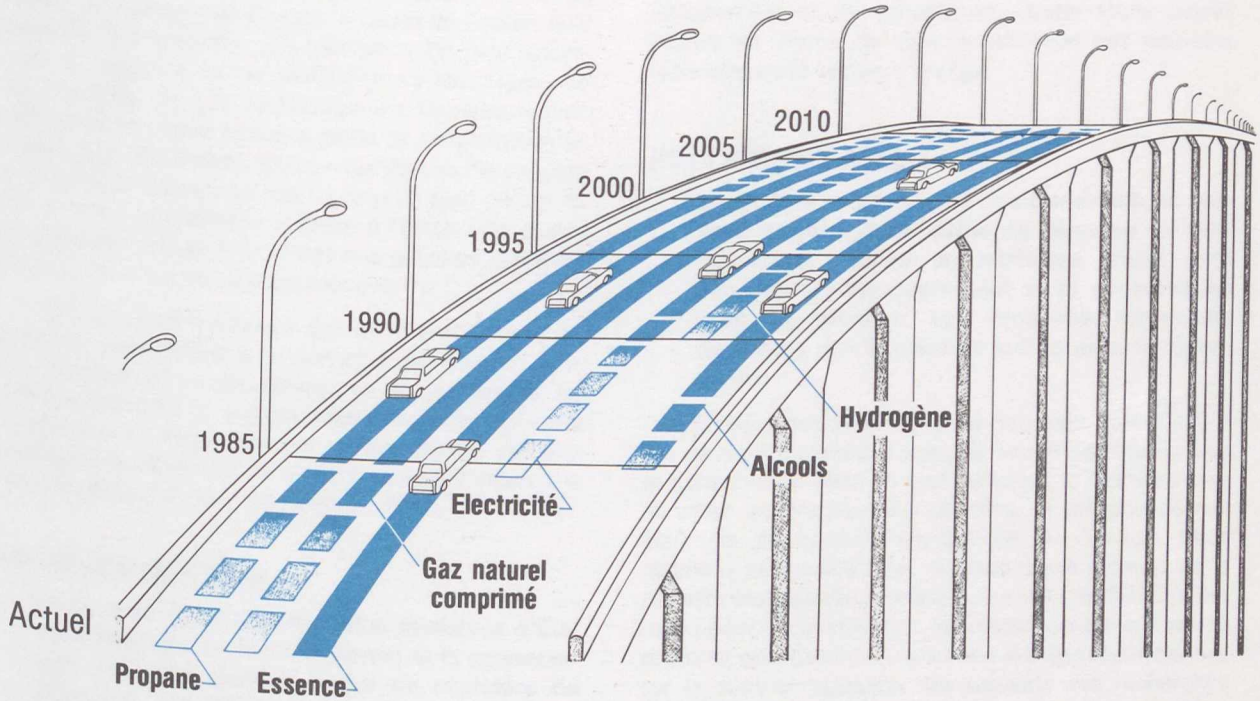
La rapidité avec laquelle une filière énergétique basée sur l'hydrogène et l'électricité se développera dépendra d'un certain nombre de facteurs dont le moins important n'est certainement pas les engagements politiques nécessaires à son avènement. En raison des multiples possibilités qu'offre cette source d'énergie et de l'absence de toute pollution de l'environnement qui pourrait résulter de son utilisation finale, le Comité recommande fortement que les responsables de la politique énergétique canadienne fassent de cette formule énergétique leur objectif à long terme et commencent tout de suite la mise en œuvre de mesures devant engager le Canada dans cette direction.

Combustibles pour les transports de l'avenir

Nous venons d'esquisser les grandes lignes de ce que pourrait être une filière énergétique basée sur l'hydrogène et l'électricité. Qu'en est-il du cas particulier du secteur des transports? Les transports consomment environ 50 pour cent du pétrole que nous utilisons et nous avons dit en diverses occasions que le problème énergétique du Canada résulte en grande partie de nos besoins en ce qui a trait aux carburants facilement transportables destinés aux moyens de transport. Cette question et les options spécifiques qui s'y rattachent sont traitées de manière assez détaillée dans les sections consacrées à la biomasse, l'hydrogène et la propulsion non traditionnelle; mais, nous pouvons dire en résumé que le Comité s'attend à ce qu'apparaissent, au cours des deux prochaines décennies, toute une variété de combustibles destinés aux moyens de transport qui prépareront la voie à l'avènement de l'hydrogène et de l'électricité comme source dominante d'énergie.

Les moteurs à combustion interne alimentés à l'essence continueront d'équiper une proportion importante mais décroissante des véhicules jusqu'à l'an 2,000 voire même au-delà (Figure 4-7). Ces véhicules seront plus petits et plus efficients mais leur nombre devra diminuer si nous sommes appelés réellement à nous passer du pétrole comme source d'énergie. Certains véhicules alimentés au propane et au gaz naturel comprimé (GNC) sont déjà sur les routes et leur nombre augmente de manière considérable. Cependant, la plupart de ces carburants de remplacement seront probablement utili-

Figure 4-7: EN ROUTE VERS L'AVENIR



sés dans le cadre des flottes de véhicules en raison des problèmes que posent la distribution de ces carburants et le rayon d'action de ces véhicules. L'utilisation du propane peut cesser autour de l'an 2,000, car l'approvisionnement de ce combustible est limité et, selon nous, son application ne sera donc possible que dans le cadre d'une stratégie de transition. Par contre, les véhicules fonctionnant au GNC pourraient toujours être utilisés bien au-delà de l'an 2,000, si l'on se décide à poursuivre cet objectif en se fondant sur le fait que le Canada est riche en gaz naturel. Toutefois, nous ne préconisons pas l'utilisation à très long terme de cet hydrocarbure dans le secteur des transports.

Des véhicules électriques compétitifs pourront être disponibles dès 1985; mais, selon nous, ces véhicules ne devraient pas contribuer de manière appréciable au secteur des transports du Canada avant 1990 ou 1995. Au-delà, les véhicules électriques devraient devenir de plus en plus communs à mesure où nous entrons dans l'ère de l'électricité et de l'hydrogène. Nous encourageons par ailleurs fortement d'étudier la possibilité d'électrifier certaines parties du réseau ferroviaire du Canada.

Les véhicules fonctionnant à l'hydrogène apparaîtront peut-être plus tard car il reste encore beaucoup de travail à faire pour que de tels véhicules constituent des solutions de remplacement concurrentielles. Malgré tout, nous sommes convaincus qu'ils auront leurs premières répercussions dès 1990 (il s'agira peut-être de moteurs à combustion interne modifiés utilisant de l'hydrogène); ce ne sera que vers la fin de ce siècle que ces véhicules s'imposeront véritablement, probablement sous la forme de voitures dotées de piles à combustible.

Les combustibles à base d'alcool (l'éthanol utilisé principalement dans des mélanges d'essence et le méthanol utilisé principalement à l'état pur) peuvent avoir des répercussions sensibles sur le secteur des transports. Les voitures fonctionnant au méthanol et le combustible qu'elles requièrent pourraient être disponibles dès 1985 et, si l'on est vraiment décidé à généraliser l'utilisation du méthanol, cet alcool pourrait jouer un rôle très important dans la période de transition vers l'ère fondée sur l'hydrogène et l'électricité que nous avons décrite.

Puisque le méthanol peut être obtenu à partir de sources renouvelables d'énergie telles que la biomasse et qu'il est essentiellement un hydrure liquide (porteur d'hydrogène), cet alcool pourrait continuer de jouer un rôle important dans les transports routiers et cela au-delà de l'avenir prévisible. (Il est également intéressant de remarquer que l'on peut opérer la synthèse du méthanol à partir du CO_2 et de l'hydrogène. Aussi, cette devise a sa place dans une économie fondée sur l'hydrogène et elle constitue un moyen permettant la conversion du CO_2 de rejet en énergie commerciale utilisable. Cependant, ce processus ne devrait pas réduire la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère.)

Ouvrir la voie à une économie fondée sur l'hydrogène et l'électricité

Appliquées, les recommandations de ce rapport débouchent sur une restructuration fondamentale du système énergétique du Canada. Bien que nos propositions couvrent la quasi-totalité du domaine des énergies de remplacement, nous estimons que l'accent devrait être mis sur quatre secteurs en particulier.

Tout d'abord, il est nécessaire d'intensifier sans retard notre effort du point de vue de la conservation de l'énergie, surtout compte tenu du fait qu'il s'agit là de la manière la plus rapide et la moins coûteuse de minimiser le déficit pétrolier du Canada dans les années 1980. L'énergie solaire ensuite est une ressource importante et prometteuse et nous recommandons de redoubler d'activité dans la plupart des aspects de la recherche, du développement, de la démonstration et de la commercialisation en rapport avec cette filière énergétique. Au siècle prochain, l'énergie solaire sera un élément important des diverses ressources énergétiques du Canada, surtout en chauffage à faible température. Par ailleurs, le méthanol devrait devenir un des principaux atouts de l'avenir énergétique du Canada à cause de l'attrait qu'il présente pour le secteur des transports. On peut l'incorporer à l'essence, et de préférence l'y substituer—ce qui constitue un but souhaitable en lui-même—alors qu'il ouvre en même temps la porte de l'exploitation de la biomasse du Canada. Enfin, nous voyons l'hydrogène et l'électricité devenir de pair (puisqu'on peut passer de l'un à l'autre et inversement grâce à l'électrolyse et aux piles à combustible) les devises énergétiques essentielles et dominantes de ce pays à long terme.

Si nos recommandations doivent être traduites dans la réalité, nous estimons fondamental de créer un véhicule permettant de coordonner et de promouvoir les diverses activités à entreprendre. Nous avons donc conclu que les trois premiers de ces quatre secteurs justifiant une attention particulière devraient devenir la responsabilité d'un nouveau Ministre d'État.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande qu'un ministère d'État pour l'énergie de remplacement et la conservation soit créé dans le cadre du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Nous recommandons de plus que ce ministère soit divisé en quatre sections responsables chacune de la conservation, de l'énergie solaire, du méthanol et enfin des autres énergies de remplacement.

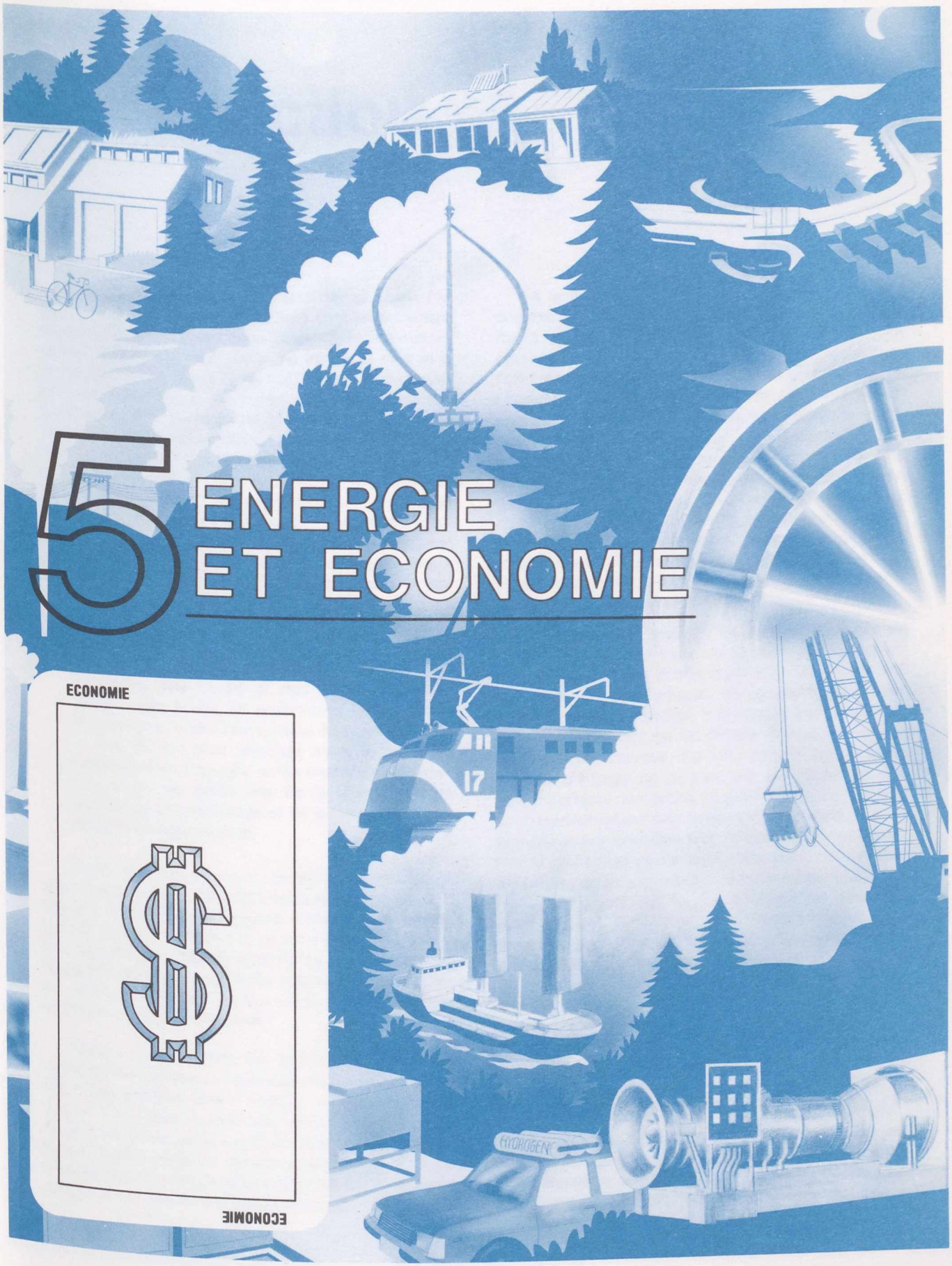
Nous croyons que le quatrième secteur de concentration, l'hydrogène, devrait être coordonné par un nouvel organisme dirigeant appelé Hydrogène Canada tel que décrit dans la partie du chapitre «Sources, devises et technologies de l'énergie de remplacement» qui porte sur l'hydrogène. Cet organisme devrait assurer l'essentiel de la responsabilité de la stimulation et de la mise sur pied dans ce pays d'une infrastructure fondée sur l'hydrogène et faire rapport directement au Ministre d'État proposé, tel que recommandé dans la partie de ce rapport portant sur l'hydrogène.

Le Comité pense également que le ministère proposé devrait superviser de façon générale la majorité des progrès réalisés au Canada en matière d'énergie renouvelable et de conservation. Cette tâche devrait inclure les efforts de commercialisation des nouvelles technologies et formes d'énergie.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que Canertech, la nouvelle société responsable de l'énergie de remplacement, relève du ministère d'État pour l'énergie de remplacement et la conservation dont la création est proposée lorsqu'elle deviendra une Société de la Couronne indépendante.

En rassemblant une grande partie des responsabilités de la promotion des énergies de remplacement et de la conservation dans un seul ministère, le Comité pense favoriser un progrès plus uniforme et efficace de ces éléments du système énergétique du Canada. Nous estimons nécessaire cette restructuration à cause de la manière incohérente et inadéquate dont la RD&D a été aidée pour les énergies de remplacement dans le passé et parce que l'accent n'avait pas suffisamment été mis sur la commercialisation des résultats des recherches canadiennes en matière d'énergie.



5 ENERGIE ET ECONOMIE

Introduction

Les grandes décisions prises tant par les gouvernements que par les particuliers sont pratiquement toujours fondées sur des considérations d'ordre économique—l'économie régit dans une très large mesure la façon dont nous déterminons nos priorités individuelles et collectives. Une étude péremptoire de l'interaction entre les sources d'énergie et l'économie aurait été une entreprise complexe débordant largement notre mandat. Nous aimerions toutefois préciser d'emblée que le Canada ne saurait plus longtemps méconnaître ce problème. L'analyse économique du domaine des énergies de remplacement, en particulier, souffre de nombreuses lacunes; souvent en effet les études existantes ne sont pas concluantes tout en étant contradictoires. Il est clair qu'il faut étudier ce domaine plus avant.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources procède à une étude en profondeur des rapports réciproques entre l'énergie et l'économie dans le but de les bien préciser dans le contexte particulier au Canada, cette étude devant pouvoir servir de guide lors de la formulation de politiques énergétiques et de politiques économiques plus générales.

Ceci dit, nous aimerions toutefois faire remarquer que nous avons reçu des commentaires sur les incidences que l'introduction éventuelle d'énergies de remplacement aurait sur l'économie de notre pays. Ce chapitre aborde la question complexe de l'offre et de la demande énergétiques dans un contexte économique et synthétise diverses idées que nous n'avons nulle part ailleurs vu discuter de façon collective.

Quand on considère les abondantes ressources naturelles du Canada, la main-d'œuvre hautement qualifiée et les capitaux dont il dispose, on pourrait penser que les Canadiens ne devraient jamais avoir à craindre de pénurie quelle qu'elle soit. Toutefois, à un moment donné, seules certaines combinaisons de biens et de services peuvent être produits à partir des ressources disponibles et des technologies existantes.

A la base des décisions d'achat et de production économiques se trouvent les considérations de prix—le mécanisme de répartition dans notre économie. C'est pourquoi le prix de l'énergie est le facteur crucial dans l'offre et la demande d'énergie. Si, du point de vue de l'ensemble de l'économie, la production et l'approvisionnement de combustibles destinés à remplacer les combustibles fossiles constituent une solution logique (c'est-à-dire que les coûts *sociaux* des combustibles de remplacement peuvent être inférieurs à ceux des combustibles fossiles), ces combustibles de remplacement ne seront acceptés sur le marché que si leur prix concurrence celui des combustibles fossiles. Ce problème transcende les caractéristiques propres de chaque nouvelle forme d'énergie et met plutôt l'accent sur le rôle global de l'énergie dans l'économie.

Aujourd'hui, la plupart des sources d'énergie de remplacement en sont encore au stade du développement. Leur viabilité économique n'a pas encore été démontrée et leurs partisans, qui avancent des estimations de coûts favorables, s'opposent aux sceptiques qui mettent l'accent sur les défauts et inconvénients de ces nouvelles sources. En fait, comme les nouvelles sources d'énergie ne se sont pas encore taillées une part importante du marché, on pourrait conclure qu'elles sont manifestement non concurrentielles mais c'est là une conclusion peut-être trop simpliste. Pour commencer, le prix actuel de l'énergie classique du Canada ne reflète pas les prix mondiaux, ce qui rend moins concurrentielles nombre des formes d'énergie de remplacement étudiées dans ce rapport. Toutefois, la situation énergétique du Canada évolue constamment: les prix ont augmenté au cours des dix dernières années et ce qui n'est pas concurrentiel aux prix d'aujourd'hui pourrait fort bien l'être à ceux de demain. Au bout du compte, il ne faut pas non plus oublier qu'avec des stimulants adaptés et quelques succès au niveau de la recherche, des percées technologiques pourraient fort bien rendre certaines solutions beaucoup plus séduisantes qu'elles ne le semblent aujourd'hui.

Le principal problème, avant la commercialisation, est de distinguer entre les gagnants et les perdants. Étant donné la complexité et la fluidité de l'économie, les études de faisabilité ne donneront pas toujours la

bonne réponse. A titre d'exemple, une analyse peut conclure que la production du méthanol à partir de plantations de peupliers hybrides sur des terres agricoles marginales est économiquement faisable aux prix d'aujourd'hui. Toutefois, la production de cet approvisionnement peut faire grimper la valeur du terrain et, par là même, le coût de production du méthanol. De plus, si la valeur marchande des récoltes énergétiques paraît supérieure à celle des récoltes agricoles classiques, les agriculteurs peuvent fort bien convertir à la production d'énergie des terres agricoles de choix, ce qui ne peut que mener à une hausse des prix des produits alimentaires, et, quoique indirectement, rendre le méthanol beaucoup moins séduisant en apparence. En d'autres termes, les facteurs économiques peuvent changer et nombreux sont ceux qui conviendront que la sagesse a posteriori ne saurait sérieusement servir de base à la planification financière.

Pour bien saisir le rôle que sont appelées à jouer, dans le bilan énergétique du Canada de demain, la conservation et les nouvelles sources d'énergie, il est important de comprendre la fonction générale de l'énergie dans l'économie. C'est la raison pour laquelle ce chapitre est consacré à une discussion de la place assumée par l'énergie dans l'économie et à la manière dont elle influe sur la croissance, la balance internationale des paiements et la situation de l'emploi.

Prix de l'énergie

Bien que le prix de l'énergie ne soit pas le seul facteur qui affecte l'offre et la demande d'énergies de remplacement, il est crucial de comprendre quels facteurs affectent les prix pour pouvoir tenir compte des problèmes économiques qu'engendre l'introduction de technologies et de formes d'énergie de remplacement. Dans cette partie, nous étudierons donc l'histoire récente des prix de l'énergie au Canada ainsi que les implications d'une gamme de futurs prix.

1. LES PRIX DE L'ÉNERGIE DANS LE PASSÉ

Dans le monde compliqué d'aujourd'hui, le prix de l'énergie est déterminé par des facteurs qui dépassent les simples considérations de l'offre et de la demande. En plus des indices qu'on peut tirer du marché, les principaux autres facteurs qui influencent le prix de l'énergie sont les politiques et les programmes de pays étrangers et ceux des gouvernements fédéral et provinciaux du Canada. Depuis 1973, le facteur externe qui, à lui seul, a été le plus important a été les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) qui, en limitant les approvisionnements et en fixant les prix, ont fait augmenter de 20 fois le prix du pétrole au cours des dix dernières années.

Dans les années 1940, avant la mise en valeur à grande échelle des ressources pétrolières de l'Ouest du Canada, les États-Unis étaient le principal fournisseur de pétrole du Canada. Le prix de ce pétrole était fixé à partir de la base dite «Golfe plus», c'est-à-dire le prix du pétrole au golfe du Mexique plus les frais de transport jusqu'aux marchés canadiens. Pendant les années 1950, le prix du pétrole au Canada était déterminé par le marché à la frontière Chicago-Sarnia, c'est-à-dire que le prix du pétrole canadien de l'ouest qui alimentait alors le centre du Canada devait être concurrentiel avec le prix du pétrole américain à Chicago.

La restructuration du marché pétrolier canadien est intervenue au début des années 1960. La Commission Borden sur l'énergie (1958-1959) avait recommandé une démarcation est-ouest des marchés pétroliers pour stimuler l'essor de l'industrie pétrolière canadienne. La loi de 1961 établissant la politique pétrolière nationale a créé la ligne de démarcation de l'Outaouais: les marchés situés à l'ouest de cette ligne seraient approvisionnés par les producteurs canadiens et les marchés à l'est par des importations. Cette politique a permis aux marchés de l'est de profiter du prix mondial plus faible pendant les années 60 ($1.80 américain fob le baril de pétrole brut d'Arabie saoudite pendant toute cette décennie) alors que les marchés de l'ouest, notamment l'Ontario, devaient payer un prix canadien qui, en moyenne, était supérieur de 25 à 50 cents le baril.

En 1973, les prix du pétrole canadien étaient de nouveau semblables aux prix américains et continuaient d'augmenter sous l'effet des ajustements de prix de l'OPEP jusqu'à ce que, le 4 septembre 1973, l'Office national de l'énergie recommande le gel du prix du pétrole pour protéger les Canadiens contre les effets inflationnistes de la hausse des prix. Le marché mondial du pétrole a commencé à changer rapidement au dernier trimestre de 1973. Les augmentations de prix imposées par l'OPEP durant et après la guerre d'octobre 1973 entre l'Israël et les pays Arabes, furent tellement importantes qu'en janvier 1974 le prix mondial atteignait: $11.65 (américains) le baril.

Pour protéger l'économie du Canada de ce choc, le gouvernement fédéral décida d'indemniser les importateurs de pétrole pour la différence entre le prix canadien et le prix à l'importation, grâce à un programme de subvention des importations. Le 1er avril 1974, une entente fédérale-provinciale établissait un prix unique de $6.50 le baril, pour le pétrole dans l'ensemble du Canada et instituait une nouvelle taxe fédérale à l'exportation correspondant à la différence entre les prix du pétrole domestique et importé. Le prix à la tête de puits a augmenté périodiquement après 1974 et, le 1er janvier 1978, le prix canadien à la tête de puits était de $11.75. Le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral sont arrivés à un nouvel accord en février 1978 correspondant à des augmentations annuelles de $2.00 le baril. Cet accord a pris fin en juillet 1980 et, depuis, le gouvernement fédéral a accordé une augmentation de $2.00 le baril le 1er août 1980. *Le Programme énergétique national 1980* du 28 octobre 1980 comportait une augmentation de $1.00 prenant effet le 1er janvier 1981, ce qui a porté à $17.75 le prix canadien. Une augmenta-

Figure 5-1: PRIX DU PÉTROLE IMPORTÉ ET DU PÉTROLE CANADIEN, DEPUIS 1970, EN DOLLARS CANADIENS ACTUELS PAR BARIL

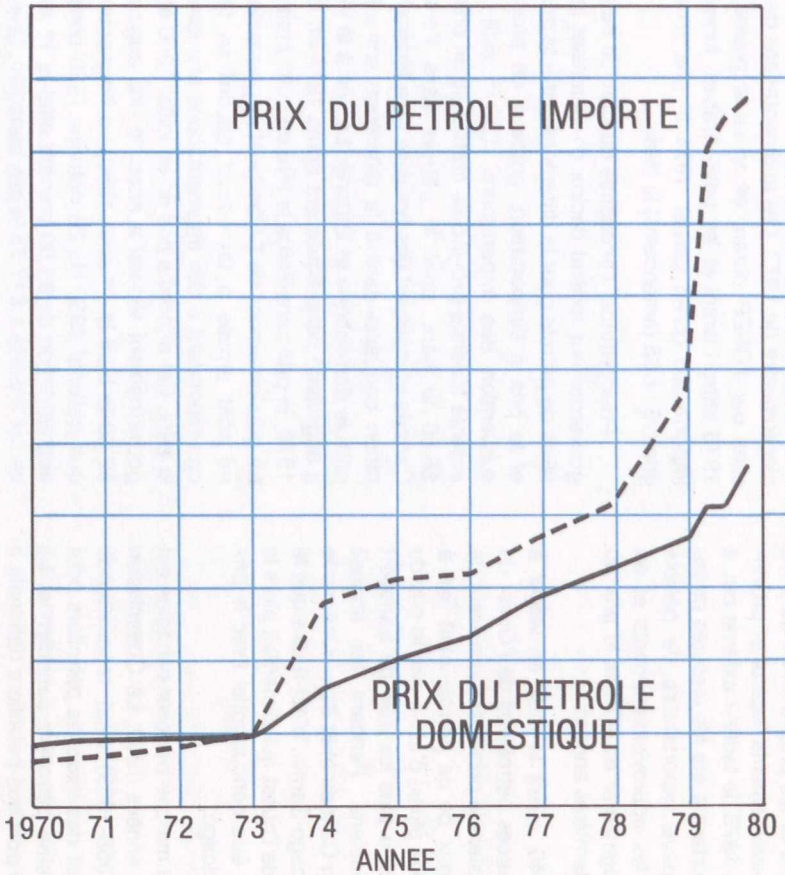
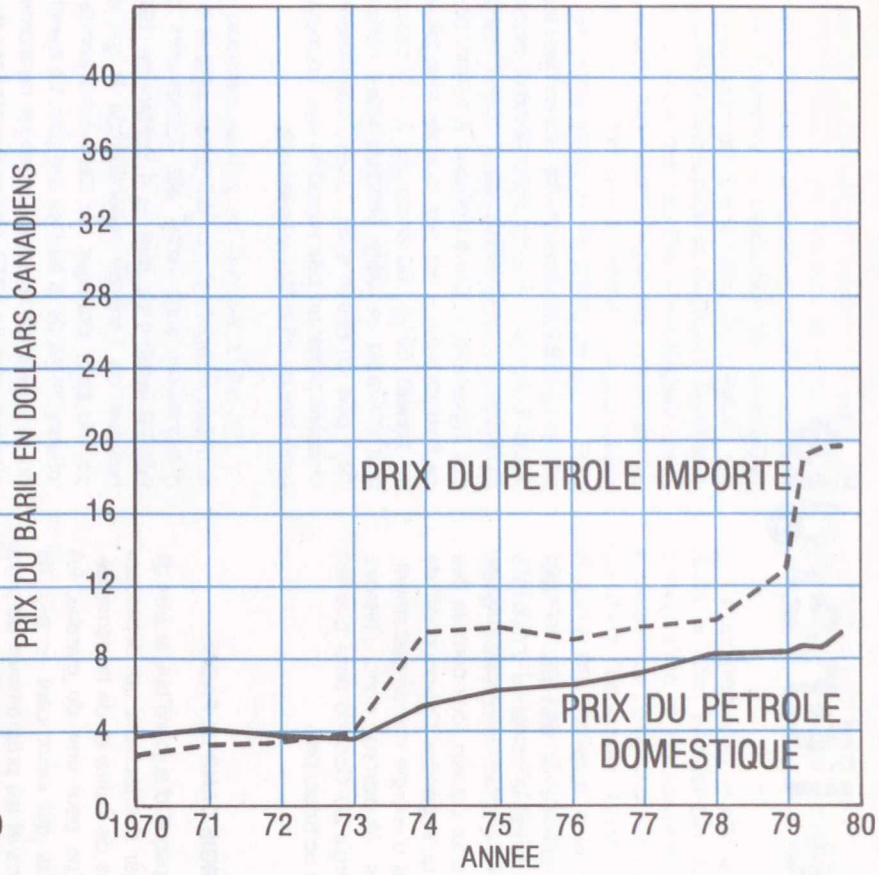


Figure 5-2: PRIX DU PÉTROLE IMPORTÉ ET DU PÉTROLE CANADIEN, DEPUIS 1970, EN DOLLARS CANADIENS CONSTANTS DE 1973, PAR BARIL



Note: Le prix importé est le prix moyen annuel (trimestriel en 1980) du pétrole brut étranger livré à Montréal. Le prix canadien est le prix moyen annuel (trimestriel en 1980) du pétrole brut de l'Alberta livré à Toronto.

Source: D'après *Canadian Enerdata*, 1980.

tion supplémentaire de $1, devant entrer en vigueur le 1er juillet 1981, amènera le prix domestique moyen pour 1981 à $18.25 le baril.

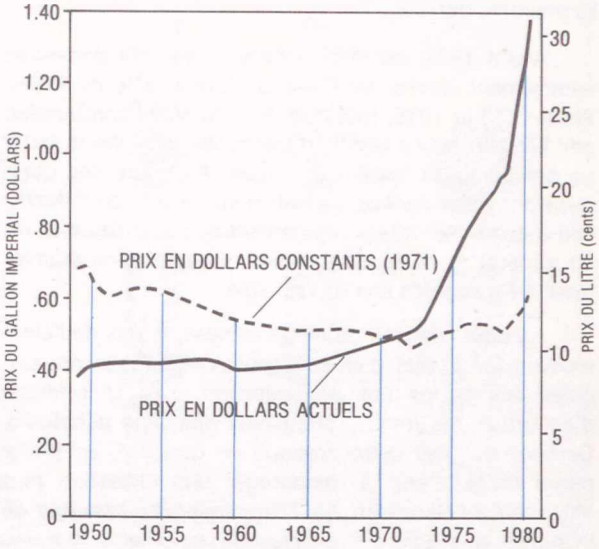
On trouvera à la Figure 5-1 les prix canadiens et mondiaux du pétrole depuis 1970, en dollars *actuels*. A la fin de 1980, le Canada payait près de $40 (can.) le baril de pétrole brut importé. En dollars *constants* (1973), le prix mondial du pétrole brut a quintuplé depuis 1973 (Figure 5-2). Par contraste, en termes réels, le prix canadien à la tête de puits n'a pas tout à fait triplé pendant la même période. L'écart entre le prix du pétrole importé et celui du pétrole canadien, en dollars constants, indique clairement que le Canada n'a pas su marcher de pair avec les augmentations du prix mondial pendant la période allant de 1973 à 1980. Les stimulants économiques (sous la forme de prix du pétrole plus élevés) poussant à conserver l'énergie et à introduire des solutions de remplacement se sont répandus plus rapidement dans d'autres pays industrialisés où les augmentations ont suivi celles du marché international. Si les stimulants économiques continuent de favoriser les combustibles et les sources énergétiques conventionnelles, cela contribuera à ralentir l'introduction de solutions de remplacement dans le système énergétique canadien. La stratégie exposée dans *Le Programme énergétique national 1980* indique toutefois que le gouvernement se préoccupe un peu moins de la protection des consommateurs de produits pétroliers et davantage de l'établissement d'une autosuffisance pétrolière canadienne.

Le prix réel de l'essence (en dollars de 1971) qui dépend du prix à la tête de puits, des frais de transport, des coûts de raffinage et de commercialisation et des taxes fédérale et provinciales, a en fait diminué dans l'après-guerre jusqu'en 1973, puis est demeuré relativement stable jusqu'à la fin des années 70 et enregistre maintenant une augmentation (Figure 5-3). En dollars constants, nous payons en ce moment l'essence environ le même prix qu'en 1955. Par contre, une personne qui parcourt à peu près le même nombre de kilomètres qu'à l'époque mais dans une voiture plus efficace consacre peut-être en fait une moindre part de son revenu à l'essence.

Bien que les réserves canadiennes de gaz naturel aient augmenté dans les années 1970, contrairement aux réserves de pétrole, le prix du gaz a augmenté dans la même proportion que celui du pétrole. Cette augmentation est le fait d'une décision politique visant à maintenir le prix du gaz naturel à un niveau représentant environ 80% de celui du pétrole par unité énergétique équivalente, tel qu'indiqué dans le tableau 5-1.

Au cours des dernières années, le prix de l'électricité au Canada a augmenté sous l'effet de l'inflation et de la hausse considérable du coût du pétrole utilisé dans

Figure 5-3: PRIX DE L'ESSENCE ORDINAIRE AVEC PLOMB AU CANADA DEPUIS 1949



Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1979b, p. 9 et entretiens personnels, EMR, 1981.

Tableau 5-1: COMPARAISON DES PRIX DU PÉTROLE BRUT ET DU GAZ NATUREL—MOYENNES ANNUELLES

Date	Prix du gaz dans l'est du Canada ($/Mpc)	Prix du gaz en pourcentage de celui du pétrole[a] (%)
1970	0.43	75
1971	0.43	70
1972	0.48	77
1973	0.49	67
1974	0.59	52
1975	0.88	64
1976	1.33	83
1977	1.58	83
1978	1.90	83
1979	2.06	81
1980	2.42	80

[a] $1 par Mpc = $5.80 le baril.

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980e, p. 32.

les centrales thermiques. Les taux d'intérêt de plus en plus élevés sur les emprunts contractés pour la construction de centrales ont également joué un rôle particulièrement important.

Avant 1972, les prix de l'électricité sont demeurés relativement stables au Canada (1.1¢ à 2.3¢ du kWh). Entre 1973 et 1978, toutefois, les coûts des combustiles par kilowatt-heure (kWh) d'électricité produite à partir de combustibles fossiles ont triplé. Au cours des quelques dernières années, globalement, le prix de l'électricité a augmenté moins rapidement que le coût de la vie en général et sa hausse a été modérée comparativement à l'indice des prix de l'énergie.

Au cours des dix dernières années, le prix de l'électricité a fait l'objet d'études approfondies. Les compagnies électriques ont généralement suivi la pratique d'accorder des tarifs préférentiels aux gros acheteurs. Certains ont mis cette pratique en question, en partie parce qu'elle tend à décourager une utilisation plus efficace de l'électricité. La Commission de l'énergie de l'Ontario a étudié cette question ainsi que d'autres aspects de la fixation du prix de l'électricité entre 1977 et 1979. Elle en a conclu qu'Ontario Hydro devrait continuer à fixer le prix de l'électricité de façon à couvrir les coûts d'exploitation. On a aussi proposé d'introduire une structure de prix telle qu'il en coûterait moins d'utiliser de l'électricité aux heures où la demande est faible et plus lorsqu'elle est forte (comme la fin de l'après-midi). Une telle structure (similaire en cela aux tarifs de Bell Canada) encouragerait une utilisation plus uniforme de la capacité de production de l'électricité et réduirait la nécessité d'acquérir davantage de matériel de production pour satisfaire à la demande de pointe. Il est probable que les pratiques de fixation des prix seront remises en question dans tous les marchés canadiens à mesure que l'introduction de formes d'énergie de remplacement modifiera la demande d'électricité pour des usages domestiques, commerciaux et industriels.

En matière de prix de l'énergie, on ne peut s'attendre à ce que les tendances historiques que nous venons de décrire se poursuivent étant donné les changements qui ont affecté le marché international du pétrole, la rarification prévue de ce produit et la préoccupation grandissante liées aux conséquences environnementales d'une utilisation croissante de l'énergie.

2. LES FUTURS PRIX DE L'ÉNERGIE ET CE QU'ILS SUPPOSENT

Les futurs prix de l'énergie seront importants dans le système énergétique canadien car ces prix et le rythme de leur changement influenceront les formes d'énergie de remplacement qui pourront être commercialisées et le moment de leur introduction. Également, les prix influeront directement sur les quantités d'énergie consommées et la proportion des revenus disponibles pour la consommation et les investissements non énergétiques. Il existe des limites à l'ampleur des dépenses énergétiques que nous pouvons supporter tout en préservant notre style de vie, notre contribution aux programmes sociaux et notre dynamisme industriel. Il est important de se faire une certaine idée des futurs prix de l'énergie, et donc d'arriver à une certaine notion de la proportion du revenu personnel et national qui sera consacré à l'énergie dans les décennies à venir, si nous souhaitons pouvoir prévoir notre avenir économique et prendre les décisions appropriées dès aujourd'hui.

Même s'il est impossible d'indiquer avec précision dans ce rapport quand les formes d'énergie de remplacement seront introduites, nous pouvons affirmer que le rythme d'augmentation des prix—et en particulier des prix du pétrole—influencera le rythme de développement et de commercialisation des énergies de remplacement. Des taux élevés d'augmentation des prix réels du pétrole durant la prochaine décennie accéléreront très certainement le processus d'incorporation des sources et technologies d'énergie de remplacement dans notre système énergétique.

Idéalement, nous aimerions savoir à l'avance quelles seront les futures tendances en matière de prix de l'énergie afin d'estimer leurs répercussions sur l'économie et d'évaluer l'urgence des solutions de remplacement. De plus, la manière dont nous nous y prendrons pour encourager la conservation dépendra de la mesure dans laquelle des prix élevés nous aideront à réduire la croissance de la demande. Mais il est impossible de prévoir l'avenir et nous devons donc examiner les diverses conséquences d'un certain nombre de tendances futures *possibles* des prix de l'énergie pour le secteur énergétique et l'ensemble de l'économie. Pour pouvoir évaluer les futurs prix de l'énergie, on doit attribuer une valeur à des facteurs déterminants tels que la Politique énergétique nationale, les tendances de l'offre et la demande, les conditions économiques mondiales et les événements politiques. Même s'il faut ajouter une large marge d'erreurs à toute prévision des prix mondiaux, il faut malgré tout arriver à une estimation à cause des conséquences que les futurs prix auront pour tous les Canadiens.

Dans le cadre de son travail, le Comité a fait procéder à des analyses économiques fondées sur trois scénarios de modification du prix du pétrole mondial. Ces analyses, exécutées par le Conseil économique du Canada, couvrent la décennie des années 1980. L'hypothèse de la plus forte augmentation du prix mondial envisagé portait sur une augmentation annuelle de 7% en termes réels jusqu'en 1990. L'hypothèse d'augmentation de prix minimale que l'on estime caractériser vraisemblablement la décennie actuelle était de 1 à

Tableau 5-2: PRIX DOMESTIQUE ET INTERNATIONAL PROJETÉS, 1981-1990
Unité: Dollar canadien actuel par baril.

	Prix de référence du sable pétrolifère (a)	Prix du pétrole tertiaire (a)	Prix à la tête de puits classique (a)	Prix national (b)	Prix mondial 1.5% d'augmentation réelle (c)	Prix mondial 7% d'augmentation réelle (c)	Choc pétrolier mondial (c, d)
1981	38.00	30.00	18.25	23.30	42.70[e]	42.70[e]	42.70[e]
1982	41.85	33.05	20.25	27.80	47.39	49.74	47.39
1983	45.80	36.15	22.25	32.30	51.91	57.22	51.91
1984	49.85	39.35	26.13	36.18	56.91	65.87	56.91
1985	54.10	42.70	30.63	40.68	62.29	75.72	62.29
1986	58.55	46.20	37.00	47.05	68.04	86.88	93.04
1987	63.20	49.90	44.00	54.05	74.12	99.42	101.35
1988	68.30	53.90	51.00	61.05	80.69	113.71	110.34
1989	73.75	58.20	58.00	68.05	87.79	129.97	120.05
1990	79.65	62.85	65.00	75.05	95.52	148.55	130.61

(a) Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980e, p. 26. Les prix tertiaires et des sables pétrolifères entreront en vigueur en janvier de chaque année, la moyenne des prix à la tête de puits classique étant calculée pour l'année en question. Le prix de référence des sables pétrolifères est sujet à la limite du prix international.

(b) Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980e, p. 30. On calcule la moyenne du prix national pour l'année en question. On assume par ailleurs que la surtaxe de compensation pétrolière de $10.05 restera en vigueur après 1983. Il est prévu que les importations tomberont à zéro en 1990. On ne laissera pas le prix national dépasser 85% du prix international ou du prix moyen du pétrole brut aux États-Unis, selon le cas.

(c) Les augmentations en prix réels s'ajoutent au taux annuel projeté de croissance de l'indice de prix de gros des États-Unis pour 1981-1990, tel qu'estimé par la Wharton School des États-Unis. Par exemple, si l'indice des prix de gros des États-Unis augmente de 10%, le prix mondial augmente de 11.5% dans le cas d'augmentation réelle de 1.5% et de 17% dans le cas d'augmentation réelle de 7%. On emploie cet indicateur de prix américain parce que le prix international du pétrole est calculé en dollars américains.

(d) Le prix mondial est calculé selon une augmentation réelle annuelle de 1.5% entre 1982 et 1990, augmentation à laquelle s'ajoute un choc pétrolier de $15 (en dollars constants de 1980) pour 1986.

(e) $42.70 représentent le prix actuel moyen mondial du pétrole brut livré au Canada.

1.5% d'augmentation réelle annuelle. Le troisième scénario de prix, qui simule le type de choc international qui s'est produit en 1973-74 et encore 1979-80, incorpore une augmentation de $15 du prix réel du baril en 1986 (superposé à une augmentation réelle annuelle de 1 à 1.5% durant les années 80). On trouvera au tableau 5-2 des hypothèses d'augmentation semblables à celles employées dans les analyses. Le Comité estime que les scénarios de forte et faible augmentation de prix constituent des limites englobant vraisemblablement les futures augmentations du prix mondial du pétrole.

D'un autre côté, on peut connaître avec davantage de certitude le futur prix *domestique* du pétrole car *Le Programme énergétique national 1980* a prévu un calendrier d'augmentation de prix jusqu'en 1990. Ces prix figurent également au tableau 5-2. Le prix à la tête de puits d'un brut conventionnel de l'Alberta (38° de densité API) augmentera en dollars actuels de près de 300% entre 1980 et 1990. Ceci peut sembler une augmentation importante mais, compte tenu de l'inflation, on s'attend à ce que cela constitue approximativement une augmentation réelle de 65% au cours de la décennie. Le lecteur devrait également se souvenir que ces calendriers d'augmentation de prix ne sont pas immuables; les circonstances nationales ou internationales peuvent changer et il faudra peut-être adapter à ces nouvelles conditions le programme de prix domestique prévu.

Le Programme énergétique national 1980 établit un régime de prix pour le gaz naturel afin de le mettre en position davantage concurrentielle par rapport au pétrole au cours des trois prochaines années. Cette politique de prix devrait favoriser un passage du pétrole au gaz, réduisant ainsi le besoin pour le Canada d'importer du pétrole étranger tout en jetant les bases d'une politique à l'égard de l'excès de capacité productive de gaz naturel de l'ouest du Canada. Dans le cadre de ce

programme, le gouvernement fédéral amènera les prix aux portes des villes pour le gaz naturel au même niveau pour Toronto, Montréal, Québec et Halifax afin de promouvoir l'extension du système de distribution de gaz dans l'est du Québec et des Maritimes. Les futurs prix du gaz naturel sont résumés au tableau 5-3.

Tableau 5-3: COMPARAISON DES FUTURS PRIX DU PÉTROLE BRUT ET DU GAZ NATUREL TELS QUE PRÉVUS DANS LE CADRE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

Date	Prix du gaz dans l'est du Canada ($/Mpc)	Prix du gaz en pourcentage de celui du pétrole[a] (%)
1980	2.42	80
D'après le Programme énergétique national		
1981	2.98	71
1982	3.39	68
1983	3.84	67

[a] $1 par Mpc = $5.80 le baril.

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1980e, p. 32.

On s'attend à ce que les prix de l'électricité augmentent à un rythme d'environ 1.2% supérieur au rythme d'augmentation de l'indice des prix à la consommation (entretiens personnels, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1981).

En se fondant sur des calendriers d'augmentation de prix similaires à ceux qui sont présentés ici, le Conseil économique a estimé pour le Comité leurs effets sur l'économie canadienne. Comme on s'y attendait, on a constaté que plus le Canada s'approchera de l'autosuffisance pétrolière en 1990, plus on diminuera le rythme de l'inflation, le déficit fédéral et le déficit actuel des comptes, plus grande sera la valeur du dollar, moins il y aura de chômage et plus la croissance de la production combinée sera importante. Dans la mesure où le Canada continue de dépendre des approvisionnements étrangers en pétrole brut, il demeure davantage sensible à une inflation résultant d'une augmentation du prix du pétrole mondial. En incorporant le coût total des importations dans le prix national en 1983, le prix du pétrole canadien augmentera plus que prévu si les importations du Canada demeurent importantes et si le prix international subit de fortes augmentations. Il est clair qu'on améliore la santé de l'économie canadienne en éliminant notre dépendance du pétrole étranger.

L'analyse du Conseil économique était fondée sur le prix et l'approvisionnement en pétrole classique, en gaz, en pétrole synthétique tiré des sables pétrolifères et en approvisionnements éventuels provenant des régions pionnières. Il s'agit là d'une façon pertinente de procéder puisque, à court terme, le prix domestique du pétrole continuera de constituer le point de référence pour le calcul du prix de l'énergie dans notre économie. Les énergies de remplacement ne modifieront en effet pas de façon significative cet état de chose dans les années 80.

Les énergies de remplacement arriveront sur le marché et deviendront concurrentielles à des prix approximativement égaux à ceux des sources classiques d'énergie pour les mêmes services énergétiques. Néanmoins, nous serons peut-être désireux de payer davantage pour des énergies de remplacement si nous croyons qu'elles nous assureront à l'avenir des gains économiques ainsi que des avantages moins tangibles tels celui de la sécurité d'approvisionnement. Il est possible d'évaluer grossièrement à quel moment une énergie de remplacement donnée s'avérera concurrentielle par rapport aux combustibles et aux technologies classiques, selon le taux d'augmentation des prix de l'énergie classique. Bien que de telles estimations dépendent beaucoup de la qualité des données dont on dispose ainsi que de la nature des hypothèses sur lesquelles repose le calcul des prix et des coûts, elles peuvent malgré tout donner une certaine idée de l'étalement temporel du développement du système énergétique canadien.

Les comparaisons de coûts entre les formes d'énergie classique et les options d'énergie de remplacement qui ont été effectuées pour le compte du Comité par la firme Middleton Associates reposent sur des estimations de l'efficacité de l'équipement, de la durée utile des systèmes, des coûts en capitaux et d'exploitation ainsi que sur des paramètres similaires. On s'est servi dans cette analyse de trois scénarios d'évolution du prix de de l'énergie classique (ces scénarios ressemblent à ceux auxquels a eu recours le Conseil économique dans son travail effectué pour le Comité) et incorpore des éléments de prévisions du prix mondial et domestique.

La firme Middleton Associates a par exemple constaté que dans le secteur des transports le méthanol pourrait concurrencer l'essence d'ici à 1985, si on laissait les prix du pétrole domestique augmenter plus rapidement, et uniquement au début des années 1990 si les

augmentations de prix du pétrole sont faibles. Cette firme en est également venue à la conclusion que le gaz naturel comprimé et le propane sont d'ores et déjà concurrentiels en tant que carburants des moteurs à explosion, quelles que soient les augmentations de prix de l'essence. Les deux principaux obstacles au recours à grande échelle à ces deux combustibles sont la réceptivité du marché à court terme et les limites d'approvisionnement à long terme.

On a estimé que le charbon pourrait remplacer le pétrole pour la production d'électricité grâce à la technologie du lit fluidisé, cette substitution semblant économique quel que soit le niveau d'augmentation des prix. Les éoliennes, d'un autre côté, pourraient bien ne pas être rentables avant 1990 si le prix domestique du pétrole augmente peu.

De toutes les possibilités de substitution de sources énergétiques analysées pour des applications de chauffage résidentiel et industriel, le chauffage solaire de l'eau semble être la technologie qui dépend le plus des prix des sources conventionnelles d'énergie. Si leur prix augmente lentement, le chauffage solaire de l'eau ne deviendra pas rentable sans stimulants économiques avant au moins 1995. On peut tirer la même conclusion pour les thermopompes dans les régions desservies par des réseaux de gaz naturel (bien que pour ce qui est de remplacer d'autres combustibles, les thermopompes soient économiquement préférables, que ce soit maintenant ou dans un proche avenir). L'utilisation des déchets de bois en tant que combustibles est souhaitable, là où elle est applicable, au cours de la présente décennie et au-delà, quels que soient les prix des combustibles classiques.

Les systèmes de cogénération sont d'ores et déjà largement concurrentiels, bien que de fortes augmentations des prix du pétrole puissent rendre non économiques vers la fin de la décennie les centrales alimentées au pétrole.

La plupart des analystes de l'énergie reconnaissent que le prix réel de l'énergie continuera d'augmenter pendant encore longtemps. A mesure que les coûts de l'énergie classique s'accroîtront, les solutions de remplacement deviendront de plus en plus concurrentielles et des percées technologiques devraient pouvoir abaisser le coût réel de certaines d'entre elles. Par ailleurs, en réduisant nos besoins énergétiques, nous pourrons peut-être aussi modérer le rythme d'accroissement du coût total des services énergétiques même si les prix sont de plus en plus élevés.

L'économie de l'offre, de la demande et de la conservation de l'énergie

Nous avons déjà souligné que, nonobstant l'autosuffisance énergétique globale du Canada, notre pays connaît une pénurie croissante de la ressource qui est la plus importante: le pétrole. La réduction dans toute la mesure du possible de nos importations de pétrole dans les années 1980 justifierait pleinement l'instauration d'un programme de conservation de l'énergie visant à éliminer les problèmes économiques et stratégiques découlant de notre dépendance actuelle. Là ne s'arrêtent pas les avantages qu'offre la conservation de l'énergie. Les connaissances considérables que nous possédons déjà permettraient de réduire la phase de tâtonnements qu'impliquent les nouvelles initiatives. Dans bien des cas, la limitation de la demande peut s'avérer moins coûteuse que l'expansion de l'offre. Les technologies de conservation de l'énergie peuvent fort souvent être mises en œuvre plus rapidement que celles ayant trait à l'offre. De plus, la conservation de l'énergie réduit quelques-uns des coûts indirects découlant de l'utilisation de l'énergie, notamment la pollution de l'environnement.

L'énergie conservée représente une catégorie particulière d'énergie de remplacement qui ne dépend pas de l'apport de nouveaux approvisionnements. La conservation représente des économies des dépenses de consommation et d'investissement et contribue à améliorer la balance des paiements en réduisant les importations de pétrole étranger. Il est probable que les programmes de conservation créeront de l'emploi et engendreront des revenus grâce à l'expansion du secteur de l'industrie qui fournit les biens et services de conservation. Une économie orientée vers la conservation ne manquera pas d'avoir d'autres avantages importants et à grande portée et notamment l'autosuffisance énergétique à long terme.

Les conséquences des décisions et politiques en matière de conservation sont complexes et nombreuses mais, quoi qu'il en soit, un programme de conservation bien conçu peut ralentir le taux de croissance de la demande d'énergie et rendre moins pressant le besoin de trouver des solutions de remplacement à nos sources énergétiques actuelles. Les programmes de conservation et d'approvisionnement énergétique exigent une planification à long terme mais, en faisant gagner du temps, la conservation permet d'augmenter la gamme d'options énergétiques que l'on peut évaluer et adopter. Autrement dit, la conservation peut multiplier les options d'approvisionnement du Canada si nous en saisissons l'occasion.

1. DÉFINITION DE LA CONSERVATION

La conservation a de nombreuses connotations. Pour certains, elle évoque le retour à un mode de vie rustique. Pour d'autres, elle s'associe à la mise en vigueur de mesures strictes de contrôle de l'utilisation et même de la non-utilisation des ressources. La manière dont les Canadiens perçoivent la conservation influencera sans nul doute la façon dont le Canada formulera une méthode visant à déterminer le meilleur programme d'utilisation des ressources à l'avenir. En comprenant mieux le marché et les forces institutionnelles qui influencent la pratique de la conservation, nous serons mieux à même d'évaluer le bien-fondé des mesures d'encouragement et de réglementation («le bâton et la carotte») prises pour encourager une utilisation plus éclairée de l'énergie.

On peut considérer la conservation comme la réduction de la consommation d'une ressource dans un proche avenir afin d'en avoir davantage de disponible dans un avenir plus lointain. On a également défini la conservation comme:

> ...l'utilisation judicieuse des ressources renouvelables et non renouvelables afin d'en retirer le plus d'avantages à long terme pour la société... (Crane, 1980, p. 67)

La conservation ne signifie pas non-utilisation ou utilisation «judicieuse»; elle n'est pas non plus synonyme d'une utilisation à taux constant, d'une utilisation soutenue maximale ni d'une utilisation cumulative maximale. Dans l'économie de la conservation, il faut tenir compte de la demande autant que de l'offre et les producteurs peuvent pratiquer la conservation autant que les consommateurs (et le font souvent). Il n'est pas toujours facile de décider si, dans une situation déterminée, il faut opter pour la conservation ou pour son contraire, l'épuisement.

La conservation et l'épuisement vus par un économiste

Au sens purement économique, la conservation se définit comme la redistribution des taux d'utilisation des ressources en prévision de l'avenir. Ainsi, la conservation entraîne toujours la comparaison de deux cadres temporels ou plus des taux d'utilisation, c'est-à-dire l'offre et la consommation d'énergie par unité de temps sur un certain nombre d'intervals. Le contraire de la conservation est l'épuisement, c'est-à-dire la redistribution des taux d'utilisation en fonction du présent.

2. QUELS FACTEURS AFFECTENT LA CONSERVATION?

De nombreuses forces institutionnelles et économiques s'exercent sur la conservation, au nombre desquelles les habitudes constituent une des influences les plus importantes. Conduit-on à une vitesse modérée ou trop vite? Porte-t-on un chandail dans une pièce froide ou augmente-t-on le chauffage? L'adoption de pratiques de conservation sera facilitée par la modification, la ré-orientation ou le remplacement de certaines pratiques et traditions d'origine culturelle. Les conditions économiques peuvent nous forcer à conserver mais la transition sera plus facile si nous changeons nos modes de vie pour les adapter aux nouvelles réalités économiques. La hausse du prix de l'essence peut encourager bon nombre d'entre nous à acheter des voitures plus petites et plus légères. Toutefois, si nous apprenons à aimer les petites voitures, nous ne serons pas fâchés d'avoir eu à faire le changement. Il se peut même que nous nous en trouvions mieux pour avoir contribué à l'effort de conservation.

De nombreuses autres forces économiques affectent la conservation: les taux d'intérêt, l'incertitude, la fiscalité, les subventions et les prix notamment.

Les taux d'intérêt affectent directement les décisions en matière de conservation et revêtent une importance particulière dans l'analyse de l'utilisation des ressources sur une période de temps donnée. Les taux d'intérêt servent, dans la planification de l'utilisation des ressources, à comparer aujourd'hui les avantages nets (bénéfices moins coûts) reçus à diverses périodes. Les avantages nets qui s'accumulent dans un avenir éloigné sont considérés comme ayant moins de valeur que ceux dont nous profitons aujourd'hui et nous avons tendance à les actualiser davantage. Le facteur d'actualisation des avantages futurs dépend du taux d'intérêt réel (ajusté en fonction de l'inflation). Un taux élevé d'actualisation signifie par exemple que les avantages nets actuels de l'extraction d'une ressource ont bien plus de valeur que les avantages futurs; la conservation cède donc le pas à l'épuisement et les taux actuels d'utilisation augmentent. Par conséquent, quand les taux d'intérêt réels augmentent, la valeur actuelle des avantages nets futurs diminue et on assiste à une tendance vers l'épuisement. Par contre, une diminution des taux d'intérêt a tendance à favoriser la conservation en rendant les avantages relativement plus importants à l'avenir.

Les taux d'intérêt et la conservation

De quelle manière une modification des taux d'intérêt affecte-t-elle la conservation du pétrole? Ce qui représente maintenant une économie annuelle de $100 résultant d'un investissement dans du matériel permettant d'économiser de l'énergie (disons l'installation d'un nouveau système de chauffage) correspondra au bout de dix ans d'utilisation du matériel à $502 si on actualise à un taux d'intérêt de 15%. Toutefois, à un taux de 12%, l'actualisation de cette économie sera quelque peu moindre et le bénéfice au bout de dix ans sera, en valeur actuelle, de $566. Ainsi, à 12%, l'avantage de l'installation du matériel d'économie d'énergie est, relativement, plus grand. Puisque ce nouveau système de chauffage est plus efficace et consomme moins de combustible, on peut déduire qu'une diminution des taux d'intérêt facilite la *conservation* de l'énergie.

L'incertitude agit de la même façon. On a tendance à accorder plus d'importance aux avantages qu'on espère recevoir dans un avenir proche parce que ces avantages font généralement l'objet de plus de certitude. Quand il lui faut décider quel type de chauffage installer, le consommateur achète l'équipement qui offre la plus grande probabilité de réaliser des économies au cours des quelques premières années d'utilisation. On a naturellement tendance à rejeter ce genre d'investissement si on n'est pas certain des économies qu'il permettra de réaliser. On peut donc faciliter la prise de meilleures décisions de conservation en réduisant l'incertitude.

L'imposition de taxes et l'octroi de subventions affectent également les décisions en matière de conservation mais leur effet dépend du moment où ces mesures entrent en vigueur et de leur durée. L'imposition de taxes a généralement pour effet d'augmenter le prix et de réduire la profitabilité et, conséquemment, les consommateurs et les producteurs de la ressource modifient leurs taux d'utilisation pour les concentrer dans les périodes où les effets de la fiscalité se font le moins sentir. De même, les taux d'utilisation se concentrent dans les périodes où les avantages des subventions sont

les plus importants. Dans l'ensemble, une plus grande consommation d'énergie aura lieu pendant les périodes où il existe moins d'incertitude quant à la profitabilité et l'approvisionnement, moins de taxes, plus de subventions et des prix moins élevés.

3. OBJECTIFS, DÉCISIONS ET POLITIQUES DE CONSERVATION

Quels objectifs les efforts de conservation visent-ils? Comment peut-on décider d'un niveau de conservation approprié? Comment peut on atteindre les objectifs de conservation?

Lorsqu'il prend une décision visant la conservation de l'énergie, l'individu a pour objectif un relèvement de son niveau de vie. Lorsqu'un entrepreneur prend une semblable décision, il tend à réduire ses coûts ou à augmenter ses profits. Les individus et les entrepreneurs seront plus en mesure de prendre des décisions judicieuses en matière de conservation s'ils tiennent compte de tous les coûts et de tous les avantages découlant de la mesure proposée en vue de la conservation de l'énergie. Une fois que l'on a déterminé les coûts et les avantages pertinents, il est relativement aisé de déterminer la *valeur actuelle* du projet envisagé en appliquant le taux d'*actualisation* du marché (c'est-à-dire le taux d'actualisation lié au taux de rendement susceptible de prévaloir au cours de la durée de vie du projet).

Actualisation et valeur actuelle

Une valeur de cinquante-sept dollars déposée aujourd'hui dans un compte d'épargne à un taux d'intérêt de 12% (cumulé annuellement) produira environ $43 sur cinq ans, de telle manière que le dépôt aura une valeur de $100. La *valeur actuelle* d'une somme de $100, d'ici cinq ans, actualisée à un taux de 12%, est d'environ $57.

Toutes les fois que la valeur actuelle des avantages futurs excède la valeur actuelle des coûts futurs plus l'investissement initial, la proposition considérée est économiquement désirable. Cette analyse des coûts et avantages est applicable aux projets de faible envergure (comme l'isolation d'une maison) au même titre qu'aux projets de grande envergure (comme l'édification d'une usine de méthanol).

Étant donné que les individus n'ont pas à tenir compte des coûts externes ou sociaux, leur tâche est relativement simple quant ils doivent prendre de telles décisions. Il est toutefois difficile, voire impossible, de déterminer dans le monde réel le niveau idéal de conservation dans l'économie, bien que le concept soit bien défini. Les efforts publics de conservation entraînent des coûts et des avantages qui ne peuvent être aisément évalués en termes de dollars. Par exemple, quelle est la valeur ultime de l'autosuffisance énergétique d'un pays? Quelle est la valeur du plaisir retiré d'une journée de vacances supplémentaire rendue possible par l'économie réalisée en conduisant une voiture énergétiquement plus efficace?

En théorie, on peut déterminer les niveaux appropriés d'investissement public dans la conservation en évaluant les avantages sociaux nets mais, dans la pratique, cela est difficile. Bien qu'en principe l'objectif de la conservation soit d'augmenter le total des avantages sociaux nets, dans la pratique, on ne sait jamais avec certitude si l'on va vers la réalisation de cet objectif. Il existe néanmoins certains principes pratiques qui peuvent nous aider à formuler des politiques d'utilisation des ressources dans le cas des ressources renouvelables, il s'agit d'éviter le gaspillage, la détérioration de l'environnement et le déclin irréversible du taux d'écoulement des ressources. Dans le cas des objectifs de conservation des ressources non renouvelables, on s'efforce entre autres d'arriver à des taux rationnels d'utilisation ainsi que de découvrir et mettre au point des technologies et solutions énergétiques de remplacement plus efficaces.

En agissant sur les forces économiques, les gouvernements peuvent modifier indirectement la répartition des taux d'utilisation sur une certaine période de temps pour encourager la conservation. L'intervention directe de l'état peut être nécessaire pour réaliser certains buts de conservation. Parmi les outils directs pouvant être utilisés, figurent l'éducation du public et la réglementation de l'utilisation. L'éducation joue un rôle particulièrement efficace pour ce qui est de changer des modes de comportement afin de les rendre propices à la conservation de l'énergie. La réglementation de l'utilisation de l'énergie classique peut également encourager la conservation ainsi que l'illustrent les normes minimales de performances des automobiles.

En tant qu'individus, nous prenons souvent des décisions en matière de conservation en fonction de nos revenus. Une personne peut décider de dépenser une partie de son salaire de la semaine en essence pour une promenade en fin de semaine alors qu'une autre préférera dépenser cet argent à améliorer l'isolation thermique de sa maison. En tant que société, nous prendrons des décisions de conservation en fonction de la répartition du revenu national du point de vue des dépenses d'énergie et de tous les autres biens et services.

Les décisions de conservation sont fondées sur notre souci de la viabilité à long terme de notre économie et du bien-être des générations à venir. La conservation des ressources d'énergie épuisables nous garantit des approvisionnements ininterrompus pendant des années. Il sera peut-être important d'avoir des sources

d'énergie classiques en l'an 2010 si l'absence d'options de remplacement suffisantes à cette époque devait signifier la détérioration de notre économie et de notre mode de vie. La conservation de sources épuisables d'énergie pour l'avenir est donc une forme de garantie contre les problèmes et événements imprévisibles mais elle n'empêche pas la nécessité de solutions efficaces et abordables de remplacement.

4. CRITÈRES DE DÉTERMINATION DU PRIX DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT ET DES SUBSTITUTS DU PÉTROLE

Au Canada, le prix des principales ressources énergétiques classiques, à savoir le pétrole, le gaz, le charbon et l'électricité primaire, est réglementé et donc pour une large part déterminé par politique gouvernementale. Dans une autre partie du rapport, nous avançons l'argument que, pour les Canadiens, le coût réel de l'énergie classique est implicitement le prix mondial. Nous payons la différence en taxes, recettes pétrolières non perçues et pertes nettes de revenu et production.

Au Canada, la détermination du coût réel de l'énergie classique est, comme toutes les questions qui se rapportent à l'énergie, une tâche complexe. Comment peut-on espérer déterminer le prix de l'énergie de remplacement quand, dans une large mesure, cette énergie sera fournie par des technologies qui ne sont pas encore en place et sera vendue sur des marchés qui commencent à peine à s'organiser? Il existe fort heureusement certaines méthodes qui permettent d'évaluer le prix des produits de remplacement. En règle générale, on peut s'attendre à ce que les énergies de remplacement arrivent sur le marché à des prix qui seront sensiblement les mêmes que ceux de l'énergie classique pour des utilisations données. Toutefois, la valeur pertinente de chaque nouvelle unité d'énergie est son coût de remplacement. Que seront à la longue les prix des formes d'énergie de remplacement? Dans un marché concurrentiel parfait, on peut s'attendre à ce que le prix d'un bien soit basé sur son coût de production à long terme. Dans la pratique, sur les marchés réels de l'énergie soumis aux imperfections du marché, à la concentration de la puissance économique et à l'intervention gouvernementale, les prix de l'énergie ne refléteront qu'approximativement les changements du coût unitaire à long terme.

Ainsi, le temps et les prix futurs sont des facteurs qui déterminent le rôle des sources d'énergie de remplacement. On ne peut donc vraiment évaluer correctement le mécanisme de détermination des prix de l'énergie classique et de l'énergie de remplacement si on ne tient compte que des circonstances présentes. On doit considérer le prix de l'énergie sur une certaine période de temps par rapport à la valeur à long terme de la ressource. L'optique de ce qui constitue la meilleure stratégie de prix varie donc considérablement en fonction de la perspective de la personne ou du groupe qui prend la décision.

Prenons l'exemple de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, organisme qui exerce beaucoup d'influence à l'échelle mondiale tant sur l'approvisionnement que sur le prix du pétrole. Il est de l'intérêt des pays de l'OPEP d'agir de concert et de fixer le prix de leur pétrole de façon à retirer le maximum de l'ensemble de leurs ressources. Ils manipulent donc l'approvisionnement pour agir sur la demande et les prix. En limitant les approvisionnements, les pays de l'OPEP atteignent deux objectifs économiques (sans parler de quelques objectifs politiques): ils augmentent les prix en cours et ils se gardent davantage de pétrole pour l'avenir quand la valeur de ce pétrole sera probablement encore plus élevée. Le Canada doit fixer le prix de l'énergie de façon à réaliser l'équilibre, c'est-à-dire retirer le plus d'avantages de ses réserves naturelles d'énergie et préserver en même temps le bien-être de l'ensemble des Canadiens.

Nous avons déjà dit que le prix de l'énergie classique influencera le moment de l'introduction ainsi que le prix des sources d'énergie de remplacement. Du point de vue des Canadiens, le prix de ces sources de remplacement doit être tel que la valeur des avantages moins les coûts dérivés de l'utilisation de ces sources d'énergie est aussi grande que possible. Au nombre des avantages, on compte l'augmentation de l'emploi et des revenus, une meilleur balance des paiements et d'autres avantages moins tangibles comme la sécurité des approvisionnements et la préservation de la qualité de l'environnement. Les coûts comprendront les coûts du passage à des sources et des technologies d'énergie de remplacement, notamment si cela se produit avant qu'elles deviennent économiquement concurrentielles. Il faut néanmoins se souvenir que la société peut choisir d'assumer le coût d'une conversion rapide aux énergies de remplacement afin de pouvoir profiter de la sécurité qu'elles offrent et de la diversité des approvisionnements en énergie.

5. LA DEMANDE, LA CONSERVATION ET LES PRIX

Le Comité constate qu'on a beaucoup discuté de l'efficacité, de l'équité et de la sagesse de l'augmentation des prix des produits pétroliers comme moyen de promouvoir la conservation du pétrole et d'encourager une plus grande utilisation des solutions de remplacement. Il semble essentiel, à cet égard, d'avoir une certaine connaissance de la sensibilité de la demande aux augmentations de prix car ces augmentations entraînent des difficultés financières pour de nombreux Canadiens,

Relation entre demande et prix

Les économistes mesurent fréquemment la variation de la demande d'une marchandise entraînée par un changement du prix de cette marchandise. Cette mesure, appelée élasticité de la demande par rapport au prix, s'exprime généralement sous la forme de la variation percentile de la demande pour un changement de un pour cent du prix, en supposant qu'il n'y a pas eu de changement des goûts ou des revenus du groupe de consommateurs dont on étudie les caractéristiques de demande. Ces études ont permis de déterminer qu'au cours des dernières années, pour chaque 1% d'augmentation du prix de l'essence, la consommation a baissé de 0.18 à 0.45% (Friedenberg et Nixon, 1980, p. 32).

En d'autres termes, une élasticité-prix de la demande de −0.18 à −0.45% signifie que si le prix du litre d'essence augmente de 25¢ à 30¢ (une augmentation de 20%), un conducteur canadien moyen, qui consomme normalement 500 litres par an, réduirait sa consommation de 18 à 45 litres par an. Cela ne s'applique bien entendu que si l'automobiliste continue à conduire une voiture ayant le même rendement énergétique, ne change pas ses habitudes de conduite et parcourt une même portion de kilomètres en ville et à la campagne qu'avant. Malheureusement, c'est là une chose difficile à observer dans la pratique car les conducteurs achètent des voitures plus efficaces et changent leurs habitudes de conduite. Qui plus est, les estimations de la sensibilité de la demande aux augmentations de prix ne s'appliquent qu'à une gamme limitée de prix et à des quantités consommées au cours d'années récentes spécifiques, reflétant les préférences et les revenus du moment. Si les prix étaient bien plus élevés ou si les augmentations de prix étaient plus importantes, la réaction pourrait varié considérablement.

notamment ceux à faible revenu ou à revenu fixe. S'il est évident que l'augmentation du prix de certaines marchandises entraîne une réduction de la demande, cela n'est pas aussi prononcé dans le cas de certaines marchandises et la réaction du marché peut être masquée par des changements de revenu et d'autres facteurs. En ce qui concerne les dérivés du pétrole et plus particulièrement l'essence, notre perception de la demande est compliquée par des changements dans les revenus, des changements dans les priorités de dépenses des consommateurs et des changements technologiques. Il a été observé qu'en Europe, où le prix de l'essence est trois ou quatre fois plus élevé qu'au Canada, les gens continuent de conduire et très souvent à des vitesses élevées. Par contre, les automobilistes européens utilisent bien moins de carburant par kilomètre/passager bien qu'on puisse douter qu'il en serait ainsi si le prix réel du carburant en Europe était aussi bas qu'au Canada.

Avec le temps, le parc automobile (ou l'ensemble des systèmes de chauffage ou des équipements industriels) se renouvellera pour refléter le coût plus élevé de l'énergie. Les constructeurs automobiles ont besoin d'un certain temps pour concevoir de nouveaux moteurs, éliminer le poids superflu et améliorer l'aérodynamisme. De plus, les consommateurs ne vont pas immédiatement échanger une voiture moins efficace pour une qui l'est davantage chaque fois que le prix du carburant augmente, mais ils envisageront probablement l'achat d'une voiture plus petite et d'un meilleur rendement énergétique quand viendra le moment de remplacer leur ancienne voiture. Comme cela s'applique également à d'autres biens durables qui consomment de l'énergie il faudra peut-être attendre plusieurs années avant de remarquer un changement dans les déterminants de la demande. Ainsi donc, à la longue, la réaction de la demande (et de l'offre) aux changements de prix sera plus importante à mesure que les fabricants pourront modifier les conceptions et que les consommateurs incorporeront des technologies plus efficaces dans leur mode de vie.

Le *taux* d'augmentation des prix est un facteur important. Des augmentations peu fréquentes mais élevées ont un effet de choc sur les consommateurs mais ces derniers peuvent par contre s'habituer à des augmentations plus progressives et s'y ajuster. Même après une augmentation brutale des prix, cependant, la demande peut se rétablir du moins partiellement après une réduction initiale du taux de consommation.

Tous les dérivés du pétrole ne sont pas aussi insensibles au prix que l'essence. On a estimé que la consommation du mazout industriel et du carburant pour moteur diesel diminuait d'environ 1.3% chaque fois que le prix augmentait de 1%. Cela est peut-être dû au fait que les industries et les compagnies de transport commercial qui cherchent à faire des profits adoptent plus rapidement des technologies efficaces ou de nouvelles méthodes de production ou de gestion. Il est également possible qu'elles disposent d'un système de contrôle leur permettant de déterminer la consommation et, de là, l'investissement de conservation qu'il faut faire pour compenser les augmentations du prix des combustibles.

Il faut encore une fois insister sur le fait que les estimations de la réaction du consommateur commercial aux prix se limitent à une certaine gamme de prix et de quantités au cours des six dernières années. De plus, la sensibilité au prix est susceptible d'augmenter pour cer-

taines applications énergétiques à très long terme. Dans l'immédiat, les augmentations de prix peuvent avoir un faible impact si les particuliers ne peuvent adopter des technologies plus efficaces.

6. RETARDS DANS L'ADOPTION DE SOLUTIONS DE REMPLACEMENT

Un certain nombre d'énergies de remplacement et de mesures de conservation semblent économiquement viables aujourd'hui. Il faut cependant un certain temps pour qu'une technologie donnée soit mise en place, pour qu'une nouvelle conception devienne communément acceptée ou qu'une pratique devienne largement adoptée. Cela s'explique par un certain nombre de raisons économiques fondamentales, certaines simples, d'autres plus complexes.

Prenons l'exemple d'une maison chauffée par une vieille chaudière au mazout. Il existe sur le marché des systèmes de chauffage d'un meilleur rendement, y compris de meilleures chaudières au mazout. Dans ce cas, pourquoi un grand nombre de maisons sont-elles encore chauffées par de vieilles chaudières alors que les coûts de chauffage augmentent? Ce genre d'équipement relativement coûteux tend à rester en service bien après le moment où leur remplacement commence à sembler souhaitable. L'explication est liée à l'économie des immobilisations.

- Les marchés pour ces biens peuvent être imparfaits. Les renseignements peuvent être insuffisants et une personne peut ne pas être au courant de solutions de remplacement moins chères.
- Les décideurs peuvent ne pas évaluer correctement les avantages du remplacement d'un vieux système peu efficace parce qu'ils ne tiennent pas compte des coûts et des avantages à long terme.
- L'ancien système peut continuer à assurer un service dont la valeur est supérieure à la valeur de récupération ou de reprise du système alors que les exigences normales du système ne justifient pas l'investissement dans un nouveau système.

On peut faire quelque chose pour modifier les deux premiers points en adoptant des politiques appropriées mais le dernier point est une vérité économique caractéristique de toutes les immobilisations. Les conséquences de cette vérité peuvent néanmoins être évitées grâce à des programmes d'encouragement appropriés. Les subventions à la conversion, par exemple, réduisant le coût des services offerts par le nouveau système. Dans les programmes du gouvernement fédéral, on trouve deux exemples de telles subventions: (1) les subventions qui sont offertes aux propriétaires et aux entreprises qui désirent passer du mazout au gaz, à l'électricité ou à des sources d'énergie renouvelables; ces subventions pouvant aller jusqu'à 50% des coûts de conversion pour un maximum de $800; et (2) les subventions aux propriétaires de parcs automobiles, et ce jusqu'à $400 par véhicule, pour effectuer la conversion au propane. Reprenons l'exemple de la vieille chaudière pour mieux illustrer les incidences de ces contraintes. Les Canadiens déménagent souvent et nombre d'entre eux sont locataires. Beaucoup sont donc réticents à investir dans l'isolation thermique et dans un système de chauffage plus efficace parce qu'il est possible qu'ils ne récupèrent jamais la totalité de leurs déboursés. Si c'est la troisième contrainte qui s'applique, le propriétaire et le locataire agissent de façon rationnelle. Il est possible toutefois que le propriétaire ne soit pas totalement au courant des autres systèmes de chauffage disponibles ou qu'il n'évalue pas correctement les avantages d'un nouveau système. A cet égard, la diffusion d'informations sur les solutions de rechange et sur les méthodes d'évaluation des coûts et avantages sur une certaine période de temps, grâce à l'analyse de coût du cycle de vie, permettra d'éliminer les retards dans l'adoption des nouvelles technologies.

Analyse des coûts du cycle de vie

Coût du cycle de vie: le total de tous les coûts pertinents associés à une activité ou à un projet pendant la durée de son analyse, y compris tous les coûts de propriété, d'exploitation et d'entretien. Le cycle de vie est la période allant du début à la fin de l'analyse et pendant laquelle sont calculés les coûts et avantages d'une option donnée. Si les avantages du cycle de vie l'emportent sur les coûts du cycle de vie, le projet est économique désirable.

Quoi qu'il en soit, on doit s'attendre à des retards et en tenir compte dans l'analyse des incidences probables des politiques se rapportant à l'énergie, sinon, on s'expose à être déçu par le rythme d'adoption des nouvelles technologies et des mesures de conservation de l'énergie et, de là, à condamner de bonnes politiques qui ne le méritent pas. Des mesures fermes et des politiques cohérentes nous aideront à assurer le progrès rapide de l'adoption des mesures de conservation et des nouvelles technologies au rendement énergétique supérieur.

Énergie et croissance

Il est bien reconnu que des ressources énergétiques continuellement disponibles sont d'une importance cruciale pour l'amélioration et même le maintien de notre niveau de vie. Cependant, comme il est également vrai que la quantité d'énergie nécessaire pour l'exécution de nos tâches peut varier dans une certaine mesure, nous devons considérer toutes nos ressources énergétiques tant sous l'angle de la demande que sous celui de l'approvisionnement. La présente section a pour objectif d'étudier les rapports entre, d'une part, la production et la consommation d'énergie et, d'autre part, la croissance économique.

1. LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ET LE PRODUIT INTÉRIEUR BRUT

La productivité a augmenté au Canada permettant ainsi de produire davantage de biens et d'améliorer les services du fait que l'utilisation du capital s'est intensifiée, tout comme l'utilisation de sources d'énergie autres que les ressources humaines. La croissance économique a été rendu possible parce qu'on a pu disposer de ressources non seulement plus abondantes, mais également de meilleure qualité. Si les ressources disponibles étaient restées constantes et s'il n'y avait eu aucun changement technologique, il n'aurait pas été possible d'accroître sensiblement la production. Mais la croissance a été favorisée par l'existence d'une main-d'œuvre plus qualifiée, de procédés de production mieux organisés, d'une énergie abondante et bon marché, la spécialisation des tâches et l'utilisation de machines plus efficaces. Les textiles, par exemple, ne sont plus fabriqués par une industrie artisanale exigeant une main-d'œuvre nombreuse mais dans des usines automatisées dont la capacité de production par ouvrier est bien supérieure.

A mesure que la structure industrielle a évolué au cours des années, la demande d'énergie a augmenté. L'énergie limitée fournie par le vent, l'eau, le bois, les animaux et les personnes ne suffisait plus. Les «nouvelles» sources d'énergie ont répondu à la demande de sources d'énergie plus fiables, abondantes et contrôlables qui, à leur tour, ont permis d'accroître la production. Ce processus s'est renforcé de lui-même du fait que la croissance a besoin d'énergie et que l'énergie entraîne la croissance.

Facteurs de production

Les facteurs de production ou intrants sont les ressources productives qui servent à créer des biens et des services. Ils peuvent être utilisés de diverses façons en fonction des contraintes techniques et de leurs coûts relatifs.

En tant que facteur de production, la terre comprend non seulement les terrains mais aussi l'eau, les ressources naturelles et la qualité du sol. Certains ont avancé que l'énergie devait représenter un facteur de production distinct en raison de son importance.

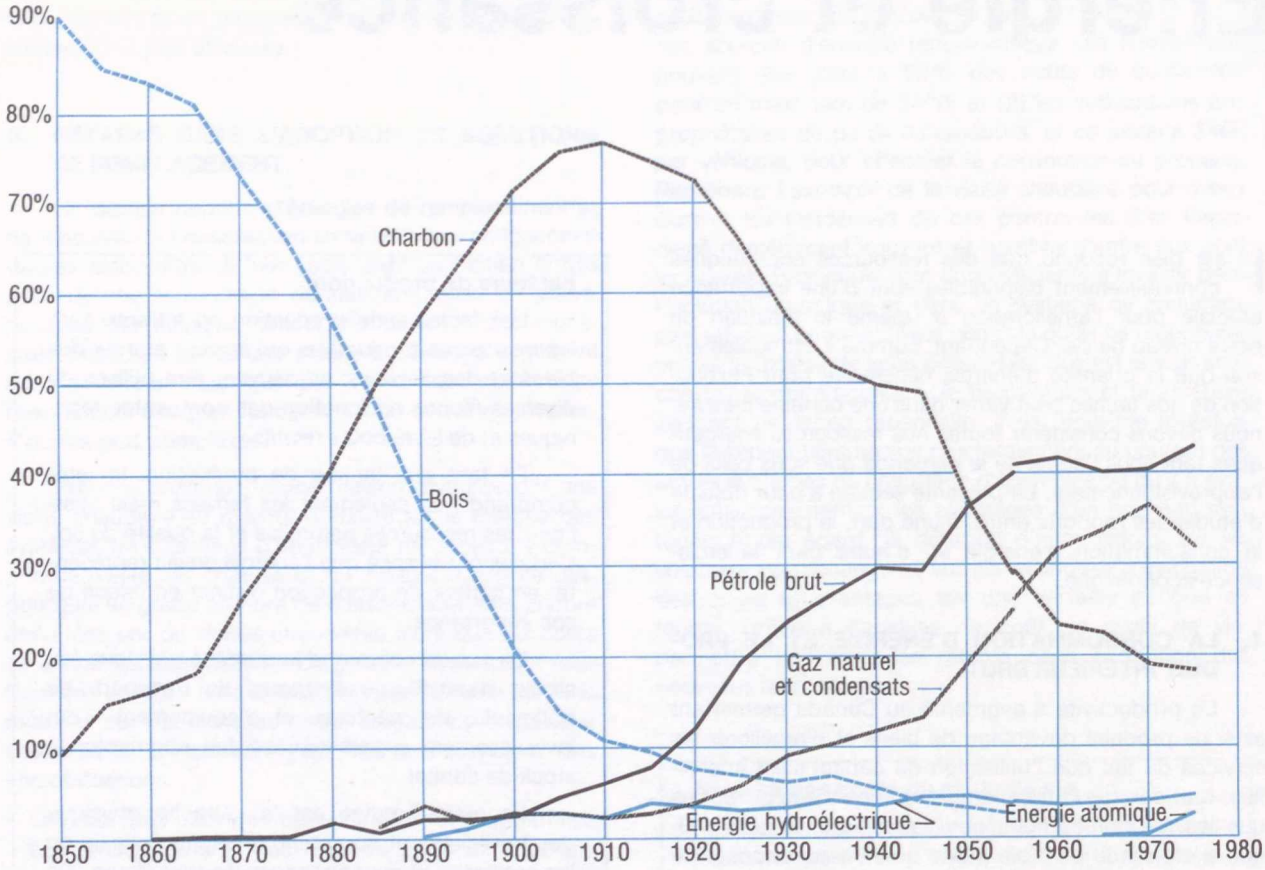
Le capital comprend la quantité physique (ou stock) d'usines, de systèmes de transport, de bâtiments, de machines et d'équipement. Tout investissement supplémentaire fait augmenter le stock de capital.

La main-d'œuvre est la capacité physique des travailleurs et comprend le capital humain ou les aptitudes et connaissances de travailleurs. On peut inclure la capacité de gestion dans la mesure des connaissances et des aptitudes.

Historiquement, la croissance économique a demandé davantage de services énergétiques aux différents types de sources d'énergie. Pour répondre à l'évolution de la demande, il a fallu modifier la structure ou gamme des sources d'énergie qui, à son tour, a subi l'influence de la disponibilité des ressources et des progrès technologiques. Ces facteurs ont modifié la quantité d'énergie utilisée dans la production, ainsi que le volume et la nature de la production. On trouvera à la Figure 5-4 l'évolution à travers le temps de la consommation de divers combustibles aux États-Unis. Comme on peut le voir, le bois, utilisé comme combustible au 19e siècle, fut remplacé par le charbon. L'utilisation du charbon pour satisfaire les besoins énergétiques des États-Unis a atteint son plafond après le début du siècle et son déclin a été compensé par l'importance de plus en plus grande du pétrole brut et du gaz naturel.

Il est facile de documenter la modification de la structure de consommation des sources d'énergie utilisées et l'augmentation de la production intérieure qui a

Figure 5-4: LES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AUX ÉTATS-UNIS DEPUIS 1850



Note: Des ruptures dans l'allure des courbes en 1955 reflètent les légères différences entre les deux séries de données ayant servi à la préparation de l'illustration.

Source: D'après Rosenberg, 1980, p. 60; et DeGolyer et MacNaughton, 1980 p. 104.

contribué à l'amélioration du niveau de vie. Cependant, le rapport entre la consommation d'énergie et la croissance économique n'est pas aussi simple à déterminer qu'on pourrait le penser. D'après le Tableau 5-4, on peut voir que la croissance de la production s'est accompagnée d'une plus grande utilisation d'énergie. Même si peu de gens sont prêts à affirmer que ce rapport est fixe, nombreux sont ceux qui se demandent si la croissance peut se poursuivre dans une économie qui ne dispose pas de sources d'énergie abondantes et bon marché. Nous nous approchons donc d'un tournant semblable à ceux que nous avons connus dans le passé, où il nous faudra passer d'un combustible prédominant à un autre. La difficulté et la durée de cette transition dépendent de nombreux facteurs dont certains sont étudiés dans cette partie.

Produit intérieur brut et produit national brut

Le produit intérieur brut (PIB) mesure la valeur de la production des biens et des services dans l'économie. Le PIB comprend tous les rendements des placements à l'intérieur du Canada et comprend donc les rendements sur les placements étrangers au Canada.

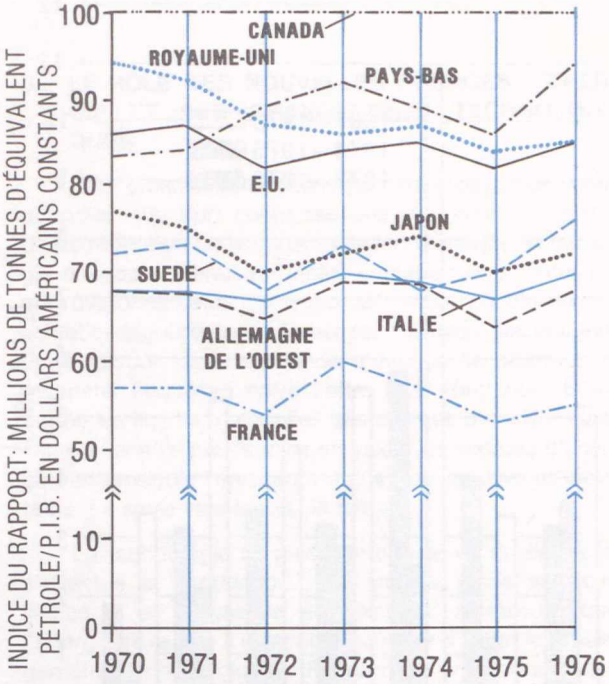
Le produit national brut (PNB) est semblable au PIB mais ne comprend pas le rendement des placements faits au Canada, reçu par des étrangers et comprend la valeur des biens et services produits par tous les Canadiens, qu'ils soient résidents ou non.

Tableau 5-4: CONSOMMATION CANADIENNE DE PÉTROLE ET PNB RÉEL, 1972-1979

Année	Consommation intérieure de produits raffinés du pétrole (en milliers de mètres cubes par jour)	Produit national brut réel (en millions de dollars 1971)
1972	253.1	100,248
1973	262.8	107,812
1974	269.8	111,678
1975	266.3	113,005
1976	272.5	119,116
1977	277.6	121,949
1978	284.5	126,127
1979	300.9	129,658
Taux moyen de croissance annuelle	2.5%	3.7%

Source: Friedenberg et Nixon, 1980, p. 7.

Figure 5-5: INDICE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR DOLLAR CONSTANT DE PRODUIT INTÉRIEUR BRUT, 1970-1976, POUR CERTAINS PAYS



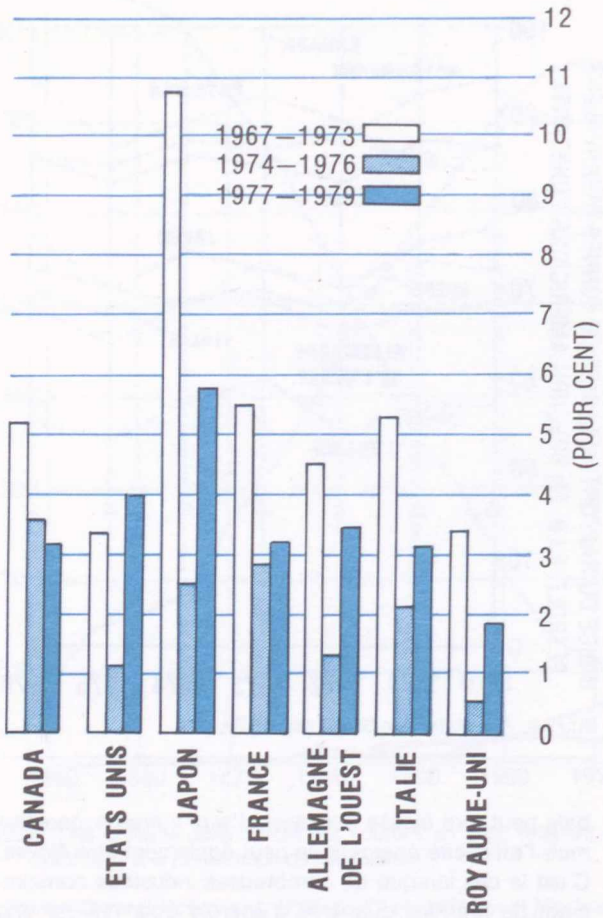
Source: Adaptation de Slagorsky, 1979, p. 4.

D'autres pays qui ne disposent pas de leurs propres ressources pétrolières ont affronté la crise du pétrole bien avant le Canada. Le principal moyen qui s'offrait à eux pour faire face aux coûts accrus de l'énergie consistait à modifier les modalités d'utilisation de l'énergie. Il semble qu'ils ont pu s'adapter avec succès parce que la quantité d'énergie consommée par rapport à la valeur de la production nationale est demeurée à des niveaux inférieurs à ceux que l'on observe au Canada (Figure 5-5). Ces pays ont connu un taux de croissance économique au moins égal à celui du Canada et dans certains cas bien supérieur (Figure 5-6). En fait, dans la période 1977-1979, tous les autres pays étudiés à la Figure 5-5 ont connu une meilleure croissance économique que le Canada qui, même avec son pétrole bon marché, n'a pas cessé d'enregistrer une diminution du taux de croissance du PIB réel. Si d'autres économies peuvent progresser en consommant moins d'énergie, il semble donc que le Canada doit pouvoir utiliser des méthodes de production utilisant moins d'énergie.

L'intensité énergétique des pays énumérés à la Figure 5-5 s'exprime en fonction du niveau d'utilisation d'énergie par dollar de Produit intérieur brut et ce rapport peut à la fois refléter une évolution de l'intensité énergétique et des améliorations sur le plan de l'efficacité. Le Canada consomme davantage d'énergie par dollar du PIB que les autres pays, mais il ne faudrait cependant pas tirer trop de conclusions en comparant la consommation totale d'énergie des pays parce que cette mesure générale peut cacher des différences importantes. L'intensité énergétique de l'économie globale peut être élevée par rapport aux autres économies mais l'efficacité énergétique peut également être élevée. C'est le cas lorsque de nombreuses industries consomment de grandes quantités d'énergie pour réaliser une production d'une valeur donnée (les fonderies d'aluminium en sont un exemple). Les industries à forte intensité énergétique peuvent recourir à des technologies qui utilisent l'énergie efficacement mais il se peut simplement que le procédé de fabrication exige en soi de grandes quantités d'énergie. A titre d'exemple, compte tenu des technologies existantes, il faut environ 35 mégajoules d'énergie pour produire un kilogramme d'engrais alors que dans le cas de la peinture, il en faut 200 MJ/kg (Slesser, 1978).

D'autres facteurs affectent le niveau de la consommation énergétique. Les pays à climat plus froid et à population plus dispersée utilisent davantage d'énergie pour le chauffage et les transports. Les ressources disponibles créent également des différences entre les pays, notamment en ce qui concerne le mode de développement industriel. En raison des ressources naturelles dont il dispose, le Canada a développé des industries comme l'extraction minière, les fonderies et les usines

Figure 5-6: POURCENTAGE ANNUEL DE CHANGEMENT DU PRODUIT INTÉRIEUR BRUT RÉEL, CANADA ET PRINCIPAUX PAYS DE L'OCDE, 1967-1979



Source: Adaptation du Conseil économique du Canada, 1980, p. 8.

de pâtes et papiers, qui utilisent de grandes quantités d'énergie. Le fait que le Canada dispose de nombreuses sources d'énergie domestiques différentes revêt toutefois une plus grande importance car cela lui a permis de maintenir les prix de l'énergie à des niveaux inférieurs à ceux des autres pays qui n'ont pas la chance de disposer de ressources énergétiques aussi abondantes.

Les rapports énergie/production sont toutefois d'une certaine utilité car ils permettent de comparer la production canadienne à celle des autres pays et fournissent des indices sur les possibilités d'économie d'énergie. Quand on calcule ces rapports pour chaque industrie, les résultats sont encore plus utiles. L'analyse des rapports énergie/production de certaines industries et de certains secteurs au Canada montre que c'est dans les industries du pétrole, de l'acier brut et des pâtes et papiers ainsi que dans les secteurs des transports et du logement qu'il serait possible de réaliser le plus d'économies d'énergie (Slagorsky, 1979). Dans le secteur des transports où les Canadiens consomment deux fois plus d'énergie par habitant que les Japonais et les Européens, c'est le transport routier qui offre le plus de possibilités d'économie d'énergie. Bien que les écarts de consommation d'énergie par logement entre les pays soient moins importants, il est également possible de réaliser des économies d'énergie dans le secteur résidentiel au Canada.

Les comparaisons entre pays ont montré que l'énergie consommée par unité de production ne s'exprimait pas nécessairement par un rapport fixe. Cette conclusion confirme dans une certaine mesure l'opinion voulant que l'utilisation d'énergie et la croissance de la production aient évolué au fil des ans en fonction des changements enregistrés par les milieux économique et physique. La consommation d'énergie évoluera au Canada et l'expérience des autres pays industrialisés montre que ce changement n'est pas nécessairement préjudiciable à l'économie.

L'absence de sources d'énergie abondantes à une époque où les prix du pétrole augmentent a été l'une des principales cause des mesures adoptées dans de nombreux pays pour encourager une réduction du taux de croissance de la demande d'énergie. Au Canada, les avantages relatifs de l'abondance et du prix peu élevé de l'énergie nous ont écarté des nouveaux développements internationaux et ne nous ont pas encouragé à conserver l'énergie. Dans l'ensemble, le Canada utilise ses ressources abondantes et bon marché plus intensivement que d'autres ressources comme le capital et la main-d'œuvre. Les Canadiens peuvent certainement utiliser moins d'énergie pour la production dans l'immédiat mais les coûts de production augmenteront si l'on doit employer davantage de main-d'œuvre et de capital.

L'importance des économies totales d'énergie que peut réaliser le Canada n'est pas claire. Il semble que l'on puisse enregistrer une certaine croissance en consommant moins d'énergie, ce qui serait désirable, mais l'on n'a pas établi avec certitude le rapport qui existe entre la croissance et la consommation d'énergie. Si l'on devait en fait nuire aux possibilités de croissance de l'économie à long terme en utilisant aujourd'hui moins d'énergie (notamment moins de pétrole) nous devrions en être conscients car il nous faudra alors décider si nous sommes disposés à accepter des revenus réels moins élevés. Si nous ne sommes pas prêts à réduire nos attentes quant à notre revenu, ils nous faut immédiatement investir dans des sources d'énergie de remplacement. Puisqu'il faut à tout prix résoudre cette incertitude, il est nécessaire que le rapport entre la consommation d'énergie et la croissance économique au Canada fasse l'objet de recherches approfondies.

2. CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR LES PRODUCTEURS

Dans notre économie, le stock de capital est le résultat de décisions prises dans des circonstances bien différentes de celles que nous connaissons aujourd'hui. Dans le passé, lorsque la main-d'œuvre est devenue un facteur de production relativement plus cher que l'énergie, les producteurs ont acheté des machines et de l'équipement à forte intensité d'énergie plutôt qu'à forte intensité de main-d'œuvre. Malheureusement, le Canada est maintenant prisonnier, du moins à court terme, d'une économie qui exige un taux d'utilisation élevé de l'énergie. Néanmoins, les producteurs peuvent, dans une certaine mesure, réduire la consommation d'énergie en modifiant la combinaison des facteurs de production. Par exemple, on peut dans certains cas substituer la main-d'œuvre à l'énergie et des combustibles meilleur marché au pétrole.

A long terme, la demande d'énergie évolue parce que le stock de capital ou la masse des biens utilisant de l'énergie change. Quand des décisions sont prises en matière d'investissement, les producteurs tiennent compte des prévisions des prix et de la sécurité relatifs aux approvisionnements en énergie et s'efforcent de substituer à l'énergie un capital et une main-d'œuvre plus efficaces sur le plan de l'énergie. Si des changements dans les prix relatifs et si la sécurité énergétique rendent ces substitutions nécessaires. Cependant, les progrès technologiques limitent la quantité de capital que l'on peut substituer à l'énergie et l'efficacité énergétique n'est une priorité dans les décisions des producteurs que dans la mesure où les prix relatifs indiquent qu'elle devrait l'être.

Le fardeau que constituent les coûts plus élevés de l'énergie se fait le plus sentir quand les possibilités de substitution sont réduites et quand la part de l'énergie dans le coût de production est importante. On se retrouve alors avec une production réduite, des coûts plus élevés et des tensions inflationnistes. Il y a eu bien trop peu d'études sur ce sujet pour que l'on puisse déterminer avec précision les conséquences probables et à long terme des prix plus élevés de l'énergie pour la production industrielle du Canada. Il faudrait entreprendre des études d'abord pour déterminer comment évoluera le profil industriel du Canada à mesure que l'énergie sera de plus en plus coûteuse, puis pour offrir les moyens de faire face à cette évolution.

3. LE RÔLE DES NOUVELLES SOURCES D'ÉNERGIE ET DES CHANGEMENTS TECHNOLOGIQUES

Si la croissance économique future devait diminuer au point que l'on connaisse une récession en raison d'une réduction de la consommation d'énergie, la stratégie à adopter serait évidente: il faudrait augmenter les approvisionnements d'énergie. Même au prix d'une conservation rigoureuse de l'énergie, il arrivera un moment où la gestion de la demande d'énergie ne pourra plus maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Étant donné les limites matérielles des sources d'énergie classique à long terme, la mise en valeur de sources d'énergie renouvelable représente une étape décisive et inévitable. La seule variable est le temps.

La technologie en place détermine de quelle façon s'effectue la production. Elle impose également des limites à la croissance économique. A mesure que l'énergie se raréfie il devient impossible d'éviter les changements technologiques. Par contre, on ignore si ces changements seront fructueux et dans quelle mesure ils permettront de compenser une pénurie d'énergie.

Ce dont le Canada a le plus besoin dans l'immédiat, c'est de s'informer davantage des réactions des milieux économiques aux questions énergétiques, de disposer de meilleurs signaux du marché pour refléter l'évolution des coûts des solutions de remplacement et d'adopter des mesures d'encouragement pour stimuler les changements technologiques agissant sur la demande et l'offre d'énergie. Les innovations permettraient de faciliter le remplacement de l'énergie par d'autres facteurs de production et de réduire la part de l'énergie dans le coût total de production.

Balance des paiements, commerce de l'énergie et investissements

L'économie canadienne est souvent soumise à des pressions en raison du volume des importations. Par ailleurs, la hausse des prix du pétrole s'est traduite par des paiements plus importants à l'étranger. L'un des principaux avantages qu'on retirerait de la mise en œuvre de nouvelles formes d'énergie au Canada serait une amélioration à long terme de la balance des paiements.

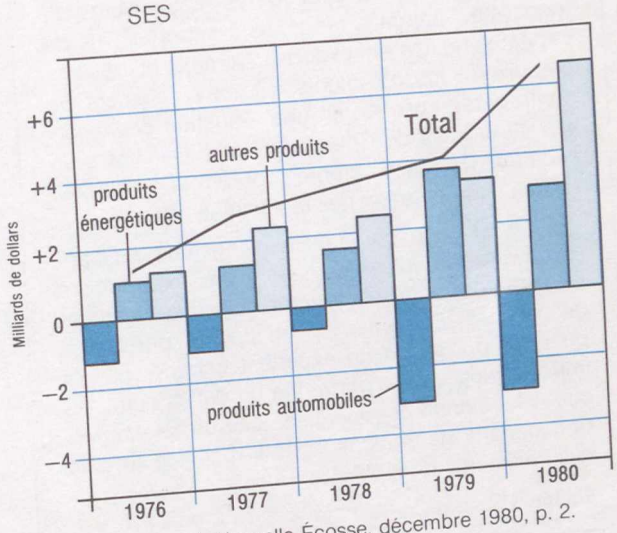
En tant que nation commerçante, le Canada retire près de 35 % de ses revenus de l'exportation de biens et de services. L'économie du Canada repose essentiellement sur l'énergie et, bien qu'exportateurs nets d'énergie dans l'ensemble (surtout en vertu de nos ventes de gaz naturel sur les marchés américains), nous sommes des importateurs nets de pétrole brut à raison de 300,000 barils environ par jour. Le coût annuel de ces importations nettes dépasse maintenant $4 milliards et a, en 1980, pratiquement doublé par rapport à ce qu'il était l'année précédente. Le rythme d'importation du pétrole semble certain d'augmenter, du moins jusqu'à la moitié des années 80.

Les Canadiens achètent un grand nombre de produits fabriqués à l'étranger, notamment des automobiles, de l'équipement électronique, des produits alimentaires, des vêtements, etc. Le Canada, quant à lui, vend des produits alimentaires, des biens manufacturés, des matières premières et des matières premières transformées. Pendant toutes les années 1970, l'énergie a été à l'origine d'une partie substantielle des recettes d'exportation indispensables pour financer nos importations. Tout semble indiquer que les exportations d'électricité continueront à augmenter et que les exportations du gaz naturel en excédent de nos besoins se poursuivront dans les années 90 en vertu de contrats existants. L'exportation de la technologie des énergies de remplacement offre une autre possibilité pour l'avenir.

Les excédents et les déficits de la balance des paiements représentent plus que d'obscurs postes comptables. Les transactions internationales affectent chaque aspect de notre économie et la vie de tous les Canadiens. Bien gérés, notre commerce et les rentrées d'investissements étrangers peuvent nous valoir des avantages en augmentant les revenus et en maintenant l'emploi. Le développement de l'énergie est un terme critique de l'équation de la balance des paiements car il est à forte intensité de capital et parce que, de toujours, il a exigé des investissements étrangers importants.

Le déficit actuel du Canada, exprimé en pourcentages du PNB, était l'un des plus élevés du monde occidental vers la fin des années 1970, alors que notre balance commerciale des marchandises était positive et s'est améliorée pendant la même période (voir Figures 5-7 et 5-8). La vente d'énergie a donc compté pour beaucoup pour compenser les déficits dans d'autres biens et services (le déficit dans les «exportations invisibles» comme les déplacements à l'étranger, est important). Récemment, le fléchissement de la valeur du dollar canadien a contribué à rendre les produits canadiens plus concurrentiels sur les marchés internationaux et cela, ajouté à une réduction de la croissance des importations, a produit un excédent impressionnant de notre balance commerciale en 1980.

Figure 5-7: BALANCE COMMERCIALE DU CANADA AU TITRE DES MARCHANDISES



Source: Banque de Nouvelle-Écosse, décembre 1980, p. 2.

Le Canada a été l'un des plus gros emprunteurs sur les marchés financiers internationaux. Depuis les années

50, nos paiements de service de la dette à l'étranger ont plus que doublé. Cette augmentation substantielle dans les sorties de paiements de service de la dette (qui tombent dans le compte courant) est due en partie aux gros emprunts faits sur les marchés étrangers de la finance par les sociétés provinciales de la Couronne à des fins d'investissement au cours des années 70.

Qu'entend-on par balance des paiements et balance commerciale?

La balance des paiements est la synthèse de toutes les transactions entre les Canadiens et des résidents de pays étrangers sur une certaine période de temps. La balance des paiements est divisée en deux comptes. Le *compte courant* enregistre l'échange de biens et de services entre le Canada et le reste du monde: les importations et exportations de marchandises et les transactions comme les dépenses faites au poste des voyages ou du tourisme, les paiements et les recettes pour les services commerciaux, les paiements d'intérêts et de dividendes et la recherche et le développement.

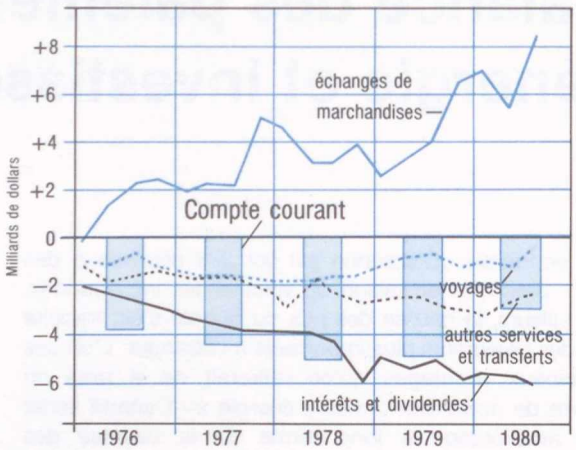
Le *compte de capital* comprend les mouvements de capitaux à long et à court terme entre le Canada et d'autres pays. Ces mouvements englobent les investissements directs et les investissements de portefeuille, les investissements à court terme comme des effets de commerce, des dépôts bancaires à terme et des certificats de dépôt pour des périodes d'un an ou moins, l'aide canadienne à l'étranger et le financement des crédits à l'exportation et autres mouvements de fonds. Le Canada a tendance à importer plus de capitaux qu'il n'en exporte. Comme la position d'équilibre des paiements est zéro, l'élément de contrepartie consiste en une réduction des réserves de devises du Canada ou, si le Canada a un excédent dans ses comptes courant et de capital, en une augmentation des réserves de devises.

La balance commerciale constitue la différence entre la valeur monétaire des exportations et des importations de marchandises, de biens et de services d'un pays. Si un pays exporte plus qu'il n'importe, il a un excédent commercial; s'il importe plus qu'il exporte, il a un déficit commercial. La balance commerciale joue un rôle important dans la détermination de la balance globale des paiements d'un pays.

Source: (D'après Crane, 1980, p. 17)

Le déficit enregistré sur les paiements d'intérêts et de dividendes à des étrangers a continué à s'accentuer

Figure 5-8: BALANCE DES COMPTES EXTÉRIEURS AU CANADA



Source: Banque de Nouvelle-Écosse, décembre 1980, p. 2.

(Figure 5-8). Ainsi, le rétablissement de la balance commerciale du Canada n'indique pas nécessairement une tendance à moyen terme vers des surplus globaux, surtout si l'on tient compte de nos besoins énergétiques à moyen terme et du coût de plus en plus élevé du pétrole étranger. Les entrées de capitaux étrangers pour financer la mise en valeur des approvisionnements d'énergie dans les années 80 et 90 auront un effet favorable sur la balance globale des paiements.

Des études récentes sur la balance des paiements, concentrées sur l'investissement direct dans l'énergie classique, prévoient d'énormes besoins en capitaux pour la mise en valeur de l'énergie à court et à moyen termes. En fait, que des projets d'énergie de remplacement viennent ou non remplacer certains projets d'énergie classique, il faudra à l'avenir une quantité considérable de capitaux. Il se peut fort bien que les investissements dans l'énergie soient un facteur dominant des investissements dans l'équipement au cours des prochaines décennies.

En 1979, les dépenses d'équipement dans le secteur de l'énergie représentaient 4.5% de la dépense nationale brute (numériquement égale au produit national brut), c'est-à-dire 22% de la formation brute de capital. Il s'agit là d'un pourcentage relativement élevé par rapport à l'essor des ressources dans les années 50, mais les dépenses d'équipement dans ce secteur n'ont pas mis à l'épreuve l'économie ou les marchés financiers du fait que la formation brute de capital dans l'économie vers la fin des années 70 avait été faible, sauf dans le secteur de l'énergie.

Un essor des investissements dans l'énergie peut modifier totalement la situation. Dans les années 90, les investissements dans l'énergie pourraient atteindre 9%

du PNB et, entre 1990 et 2000, les dépenses pour l'énergie pourraient, en dollars courants, augmenter de plus de 40 fois par rapport au niveau de 1970. Les niveaux historiques et projetés des dépenses dans le secteur de l'énergie sont indiqués ci-dessous en dollars actuels (Waddington, 1979):

	Milliards de dollars par an
1970	3
1979	11.7
	Moyennes annuelles
1980-85	21.7
1986-90	46.5
1991-95	76.7
1996-2000	131

On estime à 1.4 billion de dollars le total cumulatif des investissements nécessaires dans l'énergie pour la période 1979-2000. Des besoins de capitaux aussi considérables constitueront, s'ils devaient se concrétiser, un fardeau certain pour les marchés financiers nationaux et il faudra faire appel à d'énormes entrées de capitaux étrangers pour pouvoir conserver le pourcentage historique d'investissement étranger.

Une des analyses prédit que les marchés financiers fourniront environ 54% ($750 milliards) des investissements nécessaires et que le reste sera obtenu au sein même du secteur de l'énergie, à partir des profits d'exploitation. Une partie importante de ces capitaux proviendront de sources étrangères, passeront donc par les marchés des devises du Canada et affecteront notre balance des paiements. En supposant qu'on conserve la proportion historique entre le capital national et le capital étranger, on estime que les marchés financiers nationaux devront fournir environ $400 milliards et les sources étrangères $350 milliards. Les entrées de capitaux pour financer les investissements de source étrangère pourraient représenter près de 79% du déficit du compte courant prévu pour 1979-1990, mais la détérioration projetée du compte courant pour la période 1990-2000 pourrait être telle que les entrées ne couvriront que 67% du déficit. Un problème pourrait donc surgir dans cette dernière période: maintenir les taux d'intérêt à un niveau modéré tout en encourageant un niveau suffisant d'entrées de capitaux.

En l'absence d'une politique de conservation efficace et de formes d'énergie de remplacement pratiques, le Canada pourrait fort bien se retrouver dans une situation où il lui faudra vendre une partie de ses réserves d'énergie classique pour financer la mise en valeur de ses ressources de pétrole et de gaz. Une certaine exportation, particulièrement celle du gaz, sera probablement nécessaire, et également prudente sur le plan économique, mais on pourrait retirer plus d'avantages de la vente des technologies des énergies de remplacement que de l'épuisement accéléré de nos réserves d'énergie classique.

Le Canada ne sera pas le seul à rechercher des capitaux pour ses développements énergétiques. La demande de capital dans le monde entier pendant ce qui pourrait être une vingtaine d'années de développements énergétiques sans précédent, contribuera à faire augmenter le coût de l'argent (le service de la dette). Heureusement pour le Canada, les investissements recherchent des placements sûrs. Un programme bien planifié de mise en valeur des ressources énergétiques et de développement technologique, accompagné d'un vaste programme de conservation, ne peut que créer au Canada un climat d'investissement qui attirera à coup sûr les investisseurs canadiens et étrangers. Si l'on veut élaborer un système énergétique classique/de remplacement de bonne tenue, il faudra adopter des politiques permettant de revenir sur certaines décisions récentes d'ajournement de projets énergétiques comme celui d'Esso à Cold Lake.

Marchés financiers et investissements

Le marché financier désigne les divers marchés où les gouvernements et les compagnies empruntent des capitaux à long terme. Au nombre des sources, citons les caisses de retraite, les compagnies d'assurance, les compagnies de fiducie et les investisseurs particuliers. Ces épargnants agissent par l'intermédiaire d'agents comme des agents d'investissement, des courtiers de bourse, des négociants en obligations, des agents d'assurance, des compagnies de fiducie et des banques et les principaux établissements comprennent le marché des obligations et les diverses bourses.

Les investissements sont les dépenses engagées chaque année dans l'économie pour remplacer des installations de production usées et désuètes et augmenter la capacité de production de l'économie. Les investissements publics comprennent les dépenses engagées pour les édifices du gouvernement, les routes, les écoles, les hôpitaux, etc. Les investissements privés comprennent les dépenses engagées par les compagnies privées ou les sociétés de la Couronne pour des usines, mines, machines et équipement, logements, bureaux, hôtels, raffineries, centrales, voies ferrées, etc.

Source: (D'après Crane, 1980, p. 46)

Quels avantages espère-t-on retirer, pour la balance des paiements du Canada, de la mise en valeur des énergies de remplacement? En plus de leurs effets

directs sur la balance commerciale, les importations et exportations d'énergie ont des effets indirects sur des paiements internationaux en raison de leur influence sur l'emploi, l'investissement, le taux de change et l'offre monétaire. Les recettes d'exportation ou les épargnes d'importation dues à des formes d'énergie de remplacement peuvent n'affecter la balance des paiements qu'à court terme. D'autres peuvent avoir des effets plus permanents.

- Les formes d'énergie de remplacement qui se substituent au pétrole importé réduiront d'un montant correspondant les paiements versés aux producteurs de pétrole étrangers. Les versements d'indemnisations aux importateurs de pétrole diminueront en proportion. Prise isolément, cette évolution pourra avoir pour effet de diminuer la dette nationale, de donner confiance en l'économie canadienne, d'améliorer les entrées de capitaux et de renforcer le dollar canadien.
- Si l'autosuffisance énergétique totale résultant de la conservation et de la mise en valeur des énergies de remplacement permet une amélioration générale de l'économie, on disposera de plus de capitaux pour investir dans de petits ou grands projets d'énergie ou dans d'autres projets.
- La mise en place de technologies de l'énergie de remplacement peuvent engendrer des exportations de biens et de services et se traduire par davantage d'exportations et d'entrées de capitaux d'investissement. Le tiers-monde peut constituer un important marché pour les technologies énergétiques canadiennes convenant à des systèmes d'énergie décentralisés.
- La mise au point de nouvelles technologies énergétiques au Canada réduira la nécessité d'en importer. Une intervention insuffisamment vigoureuse pour la mise au point des technologies de l'énergie de remplacement signifierait pour le Canada un recul, par rapport aux autres pays industrialisés, sur le marché des technologies de l'énergie.
- Une économie canadienne forte qui serait autosuffisante sur le plan de l'énergie donnerait une plus grande indépendance économique au Canada et permettrait à celui-ci de poursuivre ses politiques visant à réduire sa dépendance des capitaux étrangers.
- Les nouvelles technologies énergétiques ne poseront peut-être pas les problèmes politiques ou stratégiques reliés à l'exportation de la technologie nucléaire.

Le Canada a les moyens de devenir complètement autosuffisant en énergie au cours des dix prochaines années. Cette autosuffisance pourrait être obtenue grâce à la mise en valeur rapide des ressources pétrolières des régions pionnières, des sables bitumineux et des nouvelles formes d'énergie et à la poursuite dynamique de la conservation. Les études faites par le Comité indiquent que l'autosuffisance, notamment dans le cas du pétrole, pourrait nous valoir toute une gamme d'avantages. Il faudra toutefois attendre probablement une dizaine d'années ou plus avant d'en sentir les effets complets dans l'économie.

Quand on désire évaluer les effets d'une politique d'autosuffisance énergétique sur la balance des paiements, il est important de faire la distinction entre les conséquences à long terme et les conséquences à court terme. Plus le Canada sera autosuffisant sur le plan de l'énergie, plus il est probable que la balance du compte courant se raffermisse vers la fin de la décennie mais, en attendant, les dépenses en marchandises étrangères à partir des revenus dérivés des investissements dans l'énergie pourraient affaiblir la balance du compte courant. (Les revenus dérivés de l'emploi direct ou indirect associé à la mise en valeur des ressources énergétiques classiques et de remplacement seront dépensés par les travailleurs sur des biens et services étrangers ainsi que canadiens.) Qui plus est, l'obtention de notre autossuffisance énergétique aidera à protéger la balance commerciale du Canada contre les effets des prix élevés du pétrole dans le monde. En l'absence du développement de grands projets d'énergie classique et de remplacement, notre balance commerciale pourrait être dans une situation bien moins favorable.

Les estimations indiquent qu'une autosuffisance énergétique totale renforcerait à long terme le dollar canadien. Néanmoins, comme dans le cas de la balance du compte commercial, l'activité économique associée aux efforts visant à l'autosuffisance pourrait affaiblir le dollar dans la première partie de la décennie. C'est malheureusement un prix qu'il nous faudra peut-être payer pour devenir autosuffisants en énergie. Cela pourrait cependant ne pas être le cas si le Canada reçoit d'importantes entrées de capitaux pour appuyer ses projets de mise en valeur de l'énergie. L'autosuffisance pourrait également protéger le Canada contre les bonds soudains du prix mondial du pétrole. Un dollar plus fort se traduirait par des coûts d'importation moins élevés vers la fin de la décennie mais un dollar trop fort aurait pour effet de réduire nos ventes à l'exportation.

Il est difficile de discerner clairement les incidences globales de l'autosuffisance énergétique mais, grâce à cette discussion, nous aurons du moins montré la complexité du secteur international de notre économie en ce qui concerne l'énergie. Si nous ne parvenons pas à réduire nos coûteuses importations de pétrole, cela aura certainement des effets très négatifs sur notre balance commerciale et sur notre compte courant dans un proche avenir.

L'énergie et l'emploi

Les changements dans l'intensité de l'emploi commercial et industriel de l'énergie, ajoutés aux changements dans les types de consommation d'énergie se répercutent sur l'emploi au Canada. Tandis que certains ont préconisé la mise en œuvre de nouvelles sources d'énergie et la promotion de la conservation dans le but exprès de créer de l'emploi, d'autres considèrent que les effets de la politique énergétique sur l'emploi ne sont que secondaires. Le Comité estime qu'il est essentiel de bien comprendre le rapport qui existe entre l'énergie et l'emploi. On trouvera ci-après une discussion des questions soulevées à cet égard.

L'élimination du chômage est l'un des principaux objectifs des pays économiquement développés. Il se produit toutefois des conflits parce que l'élimination du chômage n'est pas le seul objectif social. La maîtrise de l'inflation, la promotion du développement industriel, la répartition équitable des revenus entre les particuliers et entre les régions et l'autosuffisance énergétique sont autant d'autres objectifs poursuivis. Malheureusement, la réalisation simultanée de ces objectifs continue à échapper tant aux gouvernements qu'aux forces naturelles de l'économie.

Notre économie dépend d'une abondance d'énergie. L'énergie étant un facteur de production vital, tout changement dans son utilisation, son approvisionnement, son prix et sa nature influence les méthodes de production et, partant, l'emploi de la main-d'œuvre. En plus de cela, tout changement dans les goûts des consommateurs qui affecte l'utilisation de l'énergie influe également sur l'emploi. On discutera ici de ces interactions.

L'augmentation de l'activité économique a généralement pour effet d'augmenter la demande de main-d'œuvre. Par contre, l'augmentation du prix de l'énergie a tendance à avoir un effet défavorable sur l'activité de la main-d'œuvre parce que, comme les frais généraux augmentent, la production doit obligatoirement diminuer. Néanmoins, la main-d'œuvre remplace souvent l'énergie quand le prix de l'énergie augmente, notamment à court terme. Cela se traduit par des retombées favorables sur la situation globale de l'emploi, même si les niveaux de production baissent. A plus long terme, si les industries peuvent substituer à l'énergie d'autres facteurs de production, il se peut que les niveaux de production et donc l'emploi ne connaissent pas de baisse. Par contre, si l'effet à long terme des prix plus élevés de l'énergie est une croissance économique réduite, le taux d'emploi risque de diminuer pour la simple raison que la capacité globale de production sera réduite.

Au niveau du consommateur, l'énergie dont le prix augmente sera remplacée par d'autres produits. On procédera par exemple à l'isolation des maisons si cette mesure s'avère à long terme plus économique que d'avoir à dépenser de plus en plus pour le chauffage. Le remplacement de l'énergie par l'isolation stimule l'industrie de l'isolation et donc l'emploi dans ce secteur. Certains faits confirment la théorie selon laquelle les effets positifs des options d'économie énergétique sur la main-d'œuvre font plus que compenser les pertes d'emplois associées aux industries d'approvisionnement énergétique. Néanmoins, cela ne veut pas dire que le marché global du travail ne s'exposera pas à des perturbations.

Dans l'industrie automobile, nous avons assisté à des réductions des ventes, des réductions de la production et des mises à pied causées, du moins partiellement, par des changements dans la demande d'énergie. Au Canada toutefois, il est probable que la principale cause du changement dans la demande soit l'augmentation du prix des automobiles et des changements dans les goûts des consommateurs, parce que le prix réel de l'essence est resté relativement stable au cours des dix dernières années. Que la réduction de la demande pour les grosses automobiles nord-américaines soit due à la hausse du prix du carburant, au coût de l'automobile elle-même ou à un changement dans les préférences, l'adaptation est rendue difficile par le manque de souplesse des procédés de fabrication de l'industrie automobile. Une telle rigidité conduit inévitablement à des pertes d'emplois.

Dans le domaine des transports, il est possible de remplacer l'énergie par le travail humain en encoura-

geant les déplacements à pied ou en bicyclette ou bien il est possible de produire des véhicules avec une forte intensité de main-d'œuvre (comme c'est le cas pour la production de Rolls Royce) mais ces solutions coûtent cher en temps, en commodité et en dollars.

D'un autre côté, si les prix de l'énergie continuent d'augmenter, les industries de l'approvisionnement énergétique seront stimulées et l'emploi connaîtra un certain essor dans ce secteur. On procédera au forage d'un plus grand nombre de puits de pétrole et de gaz, on envisagera la construction d'installations supplémentaires pour le traitement des sables bitumineux et on encouragera la mise en valeur des formes d'énergie pouvant remplacer le pétrole.

La décentralisation des options énergétiques se traduit par des avantages plus régionalisés sur le plan de l'emploi. Dans certaines régions, les avantages d'emploi nets sont clairement positifs parce qu'une industrie s'implante là où il n'y avait aucune activité auparavant. Les conditions économiques locales s'en trouvent améliorées et la croissance locale s'en trouve stimulée. Cependant, quand on considère l'ensemble des effets sur l'emploi au Canada, il est difficile de déterminer l'incidence globale. L'amélioration régionale de l'emploi doit être évaluée en fonction des pertes de revenu réelles si l'industrie décentralisée fournit de l'énergie qui coûte plus cher que l'énergie provenant d'une source centralisée. L'augmentation de l'emploi dans une région ou dans un secteur du marché sera compensée dans une certaine mesure par des pertes d'emplois ailleurs.

L'encouragement du secteur de l'énergie classique a également des incidences locales sur l'emploi lorsqu'un projet de grande envergure est réalisé dans une région qui ne dispose pas d'une population et d'une infrastructure suffisantes pour soutenir le développement. S'il est vrai que l'économie locale bénéficie temporairement de la croissance et de la production de revenus à la suite du projet, il peut également se produire des perturbations graves et coûteuses. Les coûts associés aux demandes de main-d'œuvre soudaines et spécifiques peuvent se répercuter sur l'ensemble du pays au fur et à mesure qu'augmentent la demande et les salaires d'une main-d'œuvre qualifiée. Les demandes dans une région perturbent l'équilibre de la main-d'œuvre et des salaires dans d'autres régions. Il peut également y avoir des incidences sur la qualification de la main-d'œuvre car dans certains corps de métier, la demande peut dépasser l'offre.

La main-d'œuvre n'est pas parfaitement mobile au Canada et tous les travailleurs n'ont pas les qualifications recherchées. Ces deux problèmes contribuent aux perturbations et aux coûts associés aux grands projets énergétiques centralisés. Après la poussée de croissance locale qui accompagne la période de construction on risque le danger d'une dislocation économique quand la main-d'œuvre spécialisée s'en va. Les contraintes de la demande associées à la centralisation des gros projets peuvent également attiser l'inflation.

L'attrait d'un approvisionnement énergétique décentralisé est évident: on n'a pas à supporter les coûts de main-d'œuvre associés aux gros projets. Par contre, on perd, avec la décentralisation, les économies d'échelle dont bénéficient les grands projets.

En période de récession, les grands projets sainement planifiés stimulent l'économie. On peut s'attendre à ce que les usines de traitement des sables bitumineux prévues pour la fin des années 80 compenseront sans doute toute tendance à la récession qui pourrait se manifester pendant cette période et les avantages d'une activité économique améliorée s'étendront sans conteste au marché du travail.

Les politiques d'énergie affectent l'emploi en changeant les caractéristiques des activités du marché. Si on encourage l'exploitation de nouvelles sources d'énergie, on augmente le nombre d'emplois dans ces nouvelles industries mais on tend à modérer l'emploi dans les industries de l'énergie classique. On ne sait donc pas vraiment quel est l'effet net de ces politiques sur l'emploi. De même, les effets des politiques de conservation de l'énergie ne sont pas simples. Les recherches effectuées sur les effets des politiques de conservation sur l'emploi indiquent qu'au début, les gains dans les industries de conservation l'emportent sur les pertes dans les industries de l'énergie. Par contre, le gain net peut se faire sentir dans les emplois à salaire moins élevé. Il n'est pas certain que la croissance à long terme puisse continuer avec une politique rigide de conservation de l'énergie.

Les mesures fiscales destinées à promouvoir l'activité dans l'industrie du pétrole constituent en fait une subvention indirecte qui valorise l'emploi. De même, les encouragements donnés au développement de sources et de technologies d'énergie de remplacement peuvent stimuler l'emploi. La fixation des prix peut avoir le même effet. Les règlements qui maintiennent des prix d'énergie élevés (comme ceux appliqués dans les années 1960 pour l'industrie pétrolière de l'ouest du Canada) ont encouragé la croissance et stimulé l'emploi. Par contre, l'imposition de prix de l'énergie peu élevés peuvent entraîner une baisse de l'activité et donc de l'emploi dans le secteur de l'énergie.

La politique gouvernementale en matière d'emploi doit intervenir pour accentuer la souplesse du marché du travail. Mieux la main-d'œuvre sera préparée à répondre à des prix plus élevés de l'énergie, à des approvisionnements plus abondants en énergies de remplacement et à des technologies efficientes sur le plan

énergétique, mieux tous les Canadiens s'en trouveront. Il incombe donc au gouvernement et à l'industrie de déterminer quelles compétences seront en demande demain, d'encourager et d'entreprendre les programmes de formation nécessaires, d'aider à rendre la main-d'œuvre plus mobile et d'essayer de réduire les barrières entre les professions. Cela s'applique au secteur de l'énergie classique, aux nouvelles industries des énergies de remplacement, au secteur industriel qui fournira de nouvelles technologies destinées à économiser l'énergie et en fait à l'ensemble de l'industrie. Quoi qu'il en soit, les incidences non créatrices d'emplois sur le marché du travail devraient être la principale préoccupation dans la formulation d'une stratégie énergétique.

A mesure que changeront les attitudes et les buts de la société, les consommateurs demanderont des types de services différents. Maintenant que l'efficience et l'autosuffisance énergétique prennent plus d'importance à une période du développement économique du Canada où la qualité de la vie devient un facteur de plus en plus important, le genre de biens et de services qui sont demandés changera pour refléter ces buts. Ces changements seront suivis par des modifications dans la production destinés à satisfaire les désirs des consommateurs. A mesure que cela se déroulera, l'emploi sera également affecté. Les industries les plus susceptibles de prendre de l'expansion sont celles qui répondront par des produits qui correspondront aux nouveaux goûts.

La structure économique du Canada subit des modifications qui vont bien au-delà du secteur de l'énergie. Les caractéristiques de l'emploi, les taux de participation de la main-d'œuvre et l'ensemble de la structure industrielle changent à mesure qu'évoluent l'économie et la société en général. La révolution technologique, par exemple, rendra probablement notre secteur industriel moins axé sur l'énergie qu'il ne l'est aujourd'hui. La croissance du secteur des services réduira également l'intensité énergétique sans pour autant réduire l'intensité de main-d'œuvre. Le partage des emplois, la substitution des communications aux transports et d'autres innovations semblables mèneront à des rapports énergie/production basés sur des circonstances bien différentes de celles qui prévalent aujourd'hui.

Stimulants

Dans une économie de marché, les conditions économiques peuvent ne pas encourager la mise au point adéquate et opportune de nouvelles formes et de nouveaux systèmes d'énergie. On discutera ci-après du rôle que doit jouer le gouvernement pour créer des stimulants appropriés pour la recherche, le développement et la commercialisation de l'énergie de remplacement. On traitera des problèmes et de l'efficacité des subventions destinées aux producteurs et aux consommateurs de l'énergie et aux consommateurs potentiels de la technologie de conservation dans le contexte de prix énergétiques du marché et des prix implicites (coût social).

Les recommandations du présent rapport se fondent sur la constatation que si la situation énergétique actuelle connaît des changements, il ne s'agit pas d'une situation de crise. Il n'est donc guère impérieux de tracer notre avenir en nous plaçant dans des conditions de «temps de guerre». Diverses options énergétiques s'offrent au Canada et si nous devons commencer à agir dès maintenant, nous avons certainement la possibilité de tenir compte des coûts que nos choix impliqueront. Puisque les mesures d'encouragements à dispenser coûtent de l'argent, nous devrons prendre le temps de tenir compte des implications que nos meilleures options auront au niveau des coûts. Il se présente parfois des circonstances uniques dans lesquelles une intervention spécifique du gouvernement est appropriée et, dans la présente section, nous dégageons quelques-unes de ces caractéristiques particulières en indiquant le type d'intervention gouvernementale qu'elles requièrent selon nous.

Dans les économies mixtes, le secteur public intervient en influençant les décisions du marché en vue de la poursuite du bien-être collectif. Le réseau inextricable d'impôts et de subventions qui, de nos jours, influe sur les décisions relatives à la consommation et à la production d'énergie au Canada nous révèle clairement que l'intervention gouvernementale est non seulement complexe mais également très large. En se fondant sur le fait que, dans notre économie, les mécanismes du marché produisent encore des résultats moins que parfaits dans plusieurs cas, on pourrait être tenté de préconiser une intervention accrue sur chacun des marchés. Cependant, n'oublions pas que certains soutiennent non sans force convaincante que le gouvernement devrait laisser le marché au seul jeu de ses forces car ils ont une foi complète dans «l'efficacité des marchés et l'inefficacité des administrateurs.» Malheureusement, les attitudes extrêmes de cette sorte sont rarement utiles pour résoudre des problèmes. La meilleure approche à la formulation d'une politique énergétique de remplacement consisterait à établir un dosage harmonieux de ces deux attitudes.

Le système économique canadien

Une économie mixte est un système économique semblable à celui du Canada, où le gouvernement et le secteur privé assument des rôles importants. Des corporations privées et publiques y existent et le gouvernement intervient, au moyen des lois, règlements et autres méthodes qui modifient le jeu des forces du marché, en vue de protéger l'intérêt public.

Si l'économie fonctionnait parfaitement au niveau de l'utilisation de toutes les ressources (ressources naturelles, capital et main-d'œuvre), le gouvernement n'aurait nul besoin d'accorder des encouragements en vue de stimuler l'efficacité énergétique ou la commercialisation des sources et des technologies énergétiques de remplacement; le fonctionnement satisfaisant des indicateurs du marché conduirait à une allocation des ressources maximisant le bien-être de la société. Il en serait ainsi parce que les producteurs et les consommateurs prendraient des décisions qui tiendraient compte de toutes les implications sociales de leurs actions. Par exemple, les conducteurs d'automobiles prendraient peut-être d'autres décisions quant au kilométrage qu'ils parcourent s'ils devaient supporter eux-mêmes le coût de la pollution de l'environnement résultant de la circulation de leurs voitures, le coût ultime du recyclage de leurs voitures et, aussi, s'ils devaient rendre compte de l'accroissement de la puissance sur le marché dont l'OPEP bénéficie au niveau des augmentations futures de prix, lorsque la demande actuelle de pétrole importé ne cesse d'augmenter. Les individus ne tiennent pas

compte de tous ces coûts simplement parce que tous les membres de la société les partagent avec eux; ceux qui nous imposent ces fardeaux n'en supportent pas personnellement la totalité. Si nous pouvions faire la somme de tous ces coûts, nous pourrions déterminer le prix de l'énergie qui tient compte de ce que coûtent à la société la production et la consommation du pétrole (le prix social optimal de l'énergie).

Le marché de l'énergie ne rend pas compte de tous les coûts et cette lacune n'a pas échappé à l'attention de secteur public. En fait, il y a déjà en place sur le marché de l'énergie un ensemble complexe et détaillé de stimulants et de réglementations. La liste est bien longue des outils dont dispose le gouvernement permettant d'influencer et influençant effectivement les décisions relatives à la production et à la consommation d'énergie. On y retrouve les dons, les subventions, les crédits d'impôt sur le revenu, les déductions d'impôt sur le revenu, les prêts à faibles taux d'intérêt, les prêts garantis, les impôts sur les combustibles, la fixation de plafonds pour les prix, la déréglementation ou libéralisation des prix, les tarifs protecteurs, pour n'en nommer que quelques-uns. Les programmes de stimulation se chevauchent déjà, les coûts réels sont souvent cachés et l'efficacité de toutes ces mesures incitatives est incertaine. Le tableau se complique davantage par suite de l'annonce faite récemment d'un nouveau programme d'encouragements au consommateur pour favoriser le remplacement des produits pétroliers. Le fait que ce programme n'a été que partiellement décrit ne fait qu'ajouter à la confusion.

Il est, en fait, fort difficile de trouver la combinaison appropriée de stimulants et de réglementations. Il est encore plus difficile de se prononcer sur l'opportunité et la raison d'une intervention sur le marché. Pour que l'objectif des programmes soit cohérent et clair, il faut que la philosophie qui les sous-tend soit clairement énoncée.

Il ne fait aucun doute qu'il existe des barrières à la commercialisation d'énergies de remplacement. Cependant, on reconnaît généralement que toutes les fois qu'une solution de remplacement est concurrentielle avec le prix social optimal de l'énergie (ou le prix international) cette solution devrait être commercialisée. Mais, doit-on se demander, quel encouragement y a-t-il à innover ou à commercialiser au Canada alors que les services qu'offre l'énergie peuvent être facilement obtenus du pétrole à un prix subventionné d'environ $20 le baril? Même si l'on s'est engagé à favoriser l'augmentation des prix internes du pétrole, il est évident que si nous voulons stimuler rapidement l'apparition de solutions de remplacement, il faudra que le gouvernement apporte des mesures incitatives à le faire.

Dans un pays où le prix interne du pétrole est toujours subventionné, le meilleur encouragement que le gouvernement puisse accorder aux sources d'énergie de remplacement consisterait à subventionner chaque nouvelle unité d'énergie de remplacement qui se substitue au pétrole. Idéalement, la subvention devrait être égale à la différence existant entre le prix du pétrole réglementé et le prix social optimal de ce produit. Cela constituerait une subvention à la production.

Lorsqu'on néglige d'utiliser les énergies de remplacement, ce sont les importations qui sont consommées, les marchés ne se développent pas, aucun progrès ne

Le prix social optimal de l'énergie

Les consommateurs canadiens ne payent pas le *coût réel* (le coût total) du pétrole. Le coût réel, pour diverses raisons, est supérieur au *prix* pratiqué au Canada. (1) Le prix relativement bas du pétrole décourage la production et encourage la consommation. Dans une perspective *sociale*, l'idéal serait donc de décourager la consommation et d'encourager la production pour avoir un prix du pétrole plus élevé mais «meilleur» sur le plan social. Bien entendu, certaines réalités politiques et institutionnelles introduisent des contraintes importantes dans les arrangements de fixation du prix du pétrole. (2) En augmentant *aujourd'hui* nos importations de pétrole, nous donnons à l'OPEP des pouvoirs accrus pour augmenter dans *l'avenir*, le prix mondial du pétrole que nous aurons à payer plus tard. Voilà un élément du coût réel d'une consommation présente accrue. (3) Les pluies acides, la formation de gaz carbonique et les nombreuses autres émissions qui résulte de la combustion des carburants fossiles imposent des coûts en ce qui a trait à l'environnement.

En théorie, on pourrait, en faisant la somme de ces divers facteurs, déterminer ce que l'on appelle un *prix social optimal de l'énergie*. Mais, en fait, il est impossible de réaliser de tels calculs. Il n'en demeure pas moins clair que si nous remplaçons le pétrole par un substitut qui n'implique pas les coûts réels associés à la consommation de pétrole, alors la valeur du produit de remplacement est au moins égale *au coût qui a été évité*. En ce qui concerne les États-Unis, le ministère de l'Énergie a estimé que le prix social optimal pour le pétrole aux États-Unis, en ne tenant compte que de quelques facteurs de coût, est d'environ $3 le baril supérieur au prix mondial, tandis que dans *Energy Future* on estime que le prix social optimal se situait entre $35 et $85 en 1979, même si l'on excluait certains coûts sociaux et politiques (Stobaugh and Yergin, 1979)

se fait au plan de la sécurité interne de l'approvisionnement en énergie et la pollution résultant de la consommation du pétrole se poursuit. Dans le cadre de la politique de conservation de l'énergie, il est pleinement justifié d'accorder une récompense pour chaque baril de pétrole économisé parce que ce baril n'aura pas à être importé au prix mondial, et la sécurité nationale n'en sera pas menacée.

Grâce à une subvention à la production, des sources d'énergie nouvelles, plus chères, seront vraisemblablement développées parce que leurs producteurs recevront effectivement un prix concurrentiel à celui appliqué au pétrole et, à mesure qu'augmenteront les prix internes du pétrole, la subvention à la production aura diminué. Les consommateurs n'auraient pas besoin de recevoir des encouragements directs mais pourraient simplement prendre leurs décisions en fonction des prix du marché. Les subventions *directes* à la production sont beaucoup plus visibles que les crédits d'impôt, les prêts garantis et ceux accordés aux taux réservés aux emprunts du gouvernement. Par conséquent, de tels stimulants sont beaucoup plus souhaitables car ils ne dissimulent pas le coût réel qu'ils imposent à la société.

Subvention à la production—Une définition technique

Une subvention unitaire à la production d'énergie de remplacement qui est égale à la différence entre le prix national du pétrole (P^d), et le coût du pétrole importé (P^*) (ou, de manière idéale, le prix social optimal), moins toute subvention à la consommation de produits pétroliers (S^i), aura théoriquement pour effet d'induire la même quantité d'approvisionnement en énergie de remplacement que ce serait le cas sans la subvention à la consommation de produits pétroliers. Lorsque le coût de production est subventionné, le prix des solutions de remplacement pourrait être fixé à un niveau concurrentiel avec celui des produits pétroliers.

Subvention à la production/unité $= P^* - P^d - S^i$.

La subvention à la production doit être basée sur la valeur de remplacement du pétrole présentement utilisé. Elle doit également être indépendante de toute autre subvention déjà reçue.

Subventions

Les subventions sont des paiements directs ou indirects faits généralement par les gouvernements en vue de réduire le coût des achats effectués par les consommateurs ou le coût de production encouru par les producteurs. Les consommateurs reçoivent une subvention indirecte sur le pétrole consommé qu'ils payent à un prix inférieur au coût d'importation des produits pétroliers. La subvention *directe* sur les importations de produits pétroliers est financée par tous les Canadiens au moyen des revenus fiscaux généraux, par les producteurs de pétrole au moyen de la taxe à l'exportation du pétrole et par les consommateurs au moyen du prélèvement d'indemnisation pétrolière. Les producteurs de pétrole financent également (par le biais de revenus non perçus) une subvention *indirecte* accordée sur le pétrole national consommé au Canada parce qu'ils reçoivent moins pour leur pétrole que ce qu'ils pourraient recevoir sur le marché mondial. Par conséquent, la subvention indirecte accordée aux consommateurs constitue également un impôt indirect (subvention négative) sur la production de pétrole parce que les recettes sont transférées indirectement des producteurs aux consommateurs. On décourage ainsi la production d'énergie de remplacement parce que la consommation de cette énergie n'est pas subventionnée dans la même mesure.

Des mesures optimisées ne devraient pas, en principe, faire de différence entre les technologies applicables à l'approvisionnement en énergie et, ainsi, l'investisseur aurait toute latitude de choisir la solution la plus prometteuse. L'idéal serait de soumettre à un traitement égal toutes les sources parce que toute restriction à l'éventail des choix nuit au marché et limite l'innovation. Il ne serait pas dans notre meilleur intérêt à long terme de restreindre l'éventail des solutions possibles. Au lieu de *gérer* la commercialisation des nouvelles technologies, le versement de subventions à la production favorise directement la commercialisation. Toutefois, le comité a identifié quelques options qui sont meilleures que les autres en ce qui a trait à la réalisation des buts énergétiques à long terme. Pour cette raison et parce que les fonds sont inévitablement limités les options énergétiques qui mériteraient d'être encouragées devraient être régies jusqu'à un certain point.

S'il arrive que des subventions à la production sont offertes et que le secteur privé refuse d'investir dans certaines options, il conviendra de chercher une justification sérieuse avant d'investir l'argent des contribuables. Les investisseurs privés n'engageront leurs fonds que lorsqu'ils croiront que ces investissements produiront des revenus nets. La même règle devrait régir les investissements publics, bien que le rendement du secteur public ne doive pas être mesuré uniquement en des termes de rentabilité. Il conviendrait d'accorder des encouragements supplémentaires aux options qui présentent des avantages évidents du point de vue social et

qui ne sont pas nécessairement les plus favorables du point de vue du secteur privé.

Les projets de démonstration subventionnés par le gouvernement constituent des solutions judicieuses lorsque le projet nécessaire pour identifier les paramètres techniques et les coûts doit être à l'échelle commerciale et lorsqu'aucune firme privée n'est disposée à l'entreprendre seule parce que les informations qui en résulteront seront accessibles gratuitement à tous. Il est important que la technologie pertinente soit bien maîtrisée avant que le gouvernement ne s'engage, car tout échec constituera un élément de dissuasion pour tout développement ultérieur du marché. Lorsque le secteur privé participe à des projets de démonstration conjoints, le recours à des procédures de soumission encouragerait l'efficacité en minimisant les coûts. Le processus de commercialisation serait facilité et les goulots d'étranglement dans la mise en œuvre seraient minimisés grâce à la participation de secteur privé; il convient donc de l'encourager.

Cependant, les gouvernements ne devraient pas participer à des projets qui auraient été entrepris même sans leur intervention, car il s'agirait alors d'un gaspillage des fonds publics. Si les barrières au développement résultent de problèmes législatifs ou institutionnels (par exemple de l'absence de droits en ce qui concerne l'ensoleillement ou de codes du bâtiment inadéquats), la solution impliquerait la suppression de ces barrières, et non la subvention à la production ou à la consommation d'énergie de remplacement. De même, si l'obstacle à la commercialisation résulte de l'absence d'information ou de l'ignorance des conditions du marché, toute subvention serait inefficace; par contre des programmes d'éducation et d'information seraient tout à fait appropriés.

Il faudrait faire des efforts en vue de réduire la marge d'incertitude en ce qui concerne la politique future du gouvernement car les risques inhérents aux investissements s'accroissent en proportion de l'incertitude entourant l'avenir. Les mesures interventionnistes sur le marché et les prix de l'énergie doivent être aussi clairs que possible si l'on veut obtenir les réactions prévues des investisseurs qui se fondent sur leur appréciation des probabilités d'événements futurs lorsqu'ils prennent aujourd'hui des décisions en matière d'investissements.

Les stimulants, les réglementations et les institutions touchant à la commercialisation devraient être sensibles à l'évolution de la conjoncture et évalués en conséquence. Divers facteurs contribuent à modeler le tableau énergétique idéal. A mesure que les prix de l'énergie varient, la viabilité économique des diverses solutions possibles évolue également. A mesure que les changements technologiques se produisent, les tableaux économiques s'améliorent.

Il est nécessaire de renforcer la cohérence des calculs de la valeur de la conservation en tant qu'instrument d'économie des produits pétroliers et des améliorations de l'efficacité énergétique, si l'on veut être en mesure d'accorder des subventions de la façon la plus efficace. A ce niveau, le programme de RD&D du gouvernement est appelé à jouer un rôle bien précis. Il faudra également vérifier les exigences et les normes en matière d'énergie si l'on veut arriver à quantifier avec précision les économies d'énergie qui pourraient découler d'améliorations énergétiques et d'accroissement d'efficacité.

Les subventions à l'utilisation sont celles qui couvrent le coût de mise en œuvre de technologies *déterminées* à des échelles *précises*. Par conséquent, de telles subventions dictent les choix relatifs à la conception et à l'exploitation qui s'offrent aux producteurs et aux consommateurs d'énergie et excluent d'autres options qui auraient pu s'avérer meilleures. Dans un marché en pleine évolution, l'incertitude qui règne est trop grande pour qu'une politique unique permette de déterminer en tout temps les meilleures solutions possibles. Si le gouvernement n'adopte que les subventions à l'utilisation, nous courons le risque de nous limiter uniquement à des solutions excessivement coûteuses. Les subventions qui ne se fondent que sur le coût tendent à encourager des demandes de financement préliminaire qui sousestiment les besoins ultérieurs. Aussi, lorsque l'on privilégie un ensemble limité d'options, on détourne l'attention des autres technologies et des autres sources. Les innovateurs intéressés aux technologies frappées d'exclusion sont pénalisés ouvertement à cause de leur lucidité, de la même manière que de nouveaux encouragements mis en place tendent à ne profiter qu'aux traînards qui attendent d'être supporter par l'état.

Des rôles importants incombent aux agences gouvernementales qui doivent assurer la transition de la R&D à la démonstration et de celle-ci à la commercialisation. De tels organismes ont pour responsabilité d'identifier les applications du secteur privé et de fournir des informations. Ils pourraient également veiller à ce que la R&D ne se développe pas dans le vide, loin des besoins de l'économie. Ce rôle pourrait peut-être également s'étendre jusqu'à faire participer le secteur privé plus activement à la R&D. Bien qu'il soit recommandé d'investir dans le plus grand nombre d'options possibles au niveau de la R&D en vue de se doter d'une aire de sécurité il reviendrait aux organismes responsables d'identifier un nombre restreint d'options qui sont les plus prometteuses pour les préparer à la commercialisation.

Les organismes responsables devraient, dans des conditions idéales, travailler sur une base régionale de manière à ce que le développement puisse correspondre aux besoins et aux possibilités des diverses régions. Cependant, il est nécessaire d'éviter une duplication du travail déjà réalisé par d'autres ministères du gouvernement fédéral, d'autres niveaux gouvernementaux et le

secteur privé. Il n'est pas toujours nécessaire de créer un nouvel organisme; mais il faut identifier le rôle de coordination que devra assumer un groupe de telle manière qu'il ait une responsabilité bien délimitée pour veiller à éviter tout gaspillage des efforts et des fonds.

C'est à l'agence gouvernementale, nouvellement formée, Canertech qu'il reviendra d'assumer le rôle de chef de file pour toute nouvelle solution possible. Dans son rôle en tant qu'organisme animé par l'esprit d'entreprise, Canertech devra combler le fossé existant entre la RD&D et les industries établies. Elle est destinée à prendre des participations dans les compagnies qu'elle aide de manière à engendrer des liquidités et à devenir autosuffisante.

Les changements qui se produisent à l'échelle mondiale devraient inciter le Canada à poursuivre l'élaboration de sa politique de recherche de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie. La modification des circuits d'approvisionnement énergétique implique des événements d'envergure globale qui contribuent à transformer dans tous les secteurs de la société les besoins et les rapports de dépendance futurs. En raison de la dépendance de nos entreprises par rapport aux marchés extérieurs, les mesures adoptées au Canada devraient répondre aux besoins de l'industrie nationale en lui offrant à l'avenir de nouvelles possibilités d'exporter. Si nous arrivons à exporter notre technologie et nos ressources énergétiques, celles-ci favoriseront d'importantes rentrées de devises. Les encouragements visant à favoriser des solutions de rechange dont l'application au Canada peut être relativement restreinte, comme dans le cas de la technologie de l'énergie éolienne, peuvent être bénéfiques s'ils apportent des contributions importantes à l'approvisionnement en énergie d'autres pays. La coopération internationale dans des projets énergétiques en cours présentement en ce qui concerne les technologies de la fusion et du charbon, par exemple, peut être également d'une grande importance à l'avenir pour la balance des paiements du Canada. Il conviendrait alors d'encourager une telle coopération.

Il sera approprié dans certains cas de protéger les industries canadiennes car les politiques énergétiques adoptées par d'autres pays peuvent influencer la situation au Canada. Par exemple, les encouragements accordés à l'industrie solaire des États-Unis ont permis à celle-ci de détenir un avantage par rapport à l'industrie canadienne. Voilà pourquoi des barrières douanières protectrices ont été dressées contre l'importation du matériel solaire des États-Unis, de manière à protéger la jeune industrie solaire canadienne. Les obstacles tarifaires et non tarifaires ne touchent pas à la racine du problème de la concurrence: ils obligent les consommateurs canadiens à payer davantage pour le matériel fabriqué chez nous; ils retardent le remplacement du pétrole et ils font que l'équipement solaire canadien demeure non compétitif sur les marchés internationaux. D'autre part, la subvention à la production est efficace parce qu'elle encourage la production de biens qui auraient pu être produits s'il n'existait pas un prix national réglementé. Il s'agit d'une subvention temporaire qui est appelée à diminuer à mesure qu'augmenteront les prix du pétrole canadien. L'existence d'un tel programme rend moins nécessaire une politique protectionniste; la gamme des choix ouverts aux consommateurs s'élargit; les producteurs sont contraints de se faire concurrence, ce qui ne peut qu'encourager des innovations et une industrie plus viable; le risque de représailles tarifaires est moindre; et le remplacement du pétrole importé se fait à un rythme accéléré.

Le gouvernement est soumis à des pressions croissantes pour qu'il encourage l'exploitation d'autres sources d'approvisionnement en énergie; mais, les efforts nécessaires généralement pour prouver que le gouvernement agit effectivement pour le bien-être de la collectivité implique des dépenses gouvernementales accrues et de nouveaux programmes spécifiques. S'il est inévitable de subventionner des énergies et des technologies de remplacement, nous devons toutefois nous évertuer de rentabiliser au maximum les fonds dépensés. C'est le contribuable canadien qui doit acquitter la facture et le gouvernement a donc pour responsabilité de dépenser les fonds de manière judicieuse. Les contribuables sont obligés de financer tout projet que le gouvernement a décidé de subventionner. Alors que les consommateurs d'énergie peuvent éviter un accroissement de leurs coûts en réduisant leur consommation, les contribuables, eux, n'ont pas le choix. Tous les Canadiens seront perdants si les ressources sont mal employées.

6 ENERGIES DE REMPLACEMENT, DEVISES ENERGETIQUES ET TECHNOLOGIES

Introduction

Peu de temps après le début de ses délibérations, le Comité s'est rendu compte qu'il lui faudrait subdiviser le sujet complexe qu'est l'énergie afin de pouvoir le traiter plus facilement. A titre d'exemple, on voit fort bien que le soleil est une *source* d'énergie mais en est-il de même pour la liquéfaction du charbon? Non, car il s'agit là d'une *technologie* qui permet de transformer une source d'énergie traditionnelle, le charbon, en un produit comme le méthanol qui pourrait jouer un rôle important dans une nouvelle gamme canadienne d'énergies. Qui plus est, on peut dire qu'il s'agit d'une technologie *de remplacement* parce qu'elle n'a pas encore été exploitée à l'échelle commerciale dans notre pays. Ce n'est pas une nouvelle technologie car il existe des installations de liquéfaction du charbon depuis la deuxième guerre mondiale, mais c'est à la fois une nouvelle option et une option de remplacement pour le Canada.

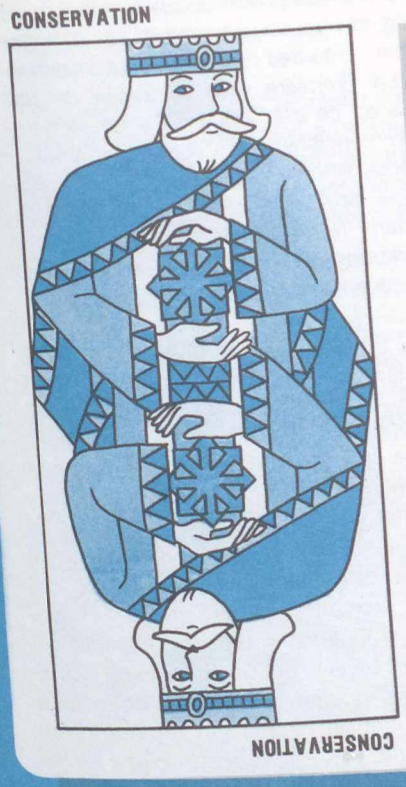
D'autres sujets de discussions ne pouvaient être classés parmi les sources de remplacement ni parmi les technologies de remplacement, notamment l'hydrogène et l'électricité. L'hydrogène n'est pas une source d'énergie du fait qu'il faut utiliser de l'énergie pour le produire et le concentrer. Par contre, l'hydrogène emmagasine l'énergie et on peut s'en servir comme combustible pour libérer cette énergie sous forme de travail utile. Si, par exemple on produit de l'énergie dans des installations marémotrices et qu'on ne l'utilise pas immédiatement, on peut l'emmagasiner sous forme d'hydrogène (par l'électrolyse qui utilise l'électricité pour transformer les molécules d'eau en hydrogène et en oxygène). On peut transformer cet hydrogène sous forme liquéfiée ou comprimée ou encore le transporter par pipe-line. Ainsi, on peut considérer l'hydrogène comme étant une *devise* énergétique que l'on peut «dépenser» quand on veut pour produire un travail utile. L'électricité agit également comme moyen d'échange énergétique ou comme devise énergétique, en ce sens qu'on peut la produire en un lieu donné et l'utiliser ailleurs dans la production d'un travail utile.

Dans le présent rapport, on a adopté le terme «devise» pour caractériser ces biens qui ne peuvent être qualifiés ni de source d'énergie ni de technologie énergétique. Ils servent d'intermédiaire entre la source d'où provient l'énergie et l'endroit où l'énergie est consommée. On les considère souvent comme des combustibles mais le terme combustible s'applique normalement à des matériaux combustibles et ne décrit donc pas parfaitement l'électricité. On peut dire qu'une «devise» énergétique est un «moyen d'échange» que l'on peut dépenser en échange de travail.

Aux yeux du Comité, les sources, les devises et les technologies énergétiques de remplacement pourraient être exploitées de concert pour constituer pour le Canada de demain une gamme énergétique qui soit acceptable du point de vue technique, économique, environnemental et social. Le lecteur trouvera dans les parties successives de la présente section une brève description des solutions de remplacement qui lui permettra de se tenir au courant de l'éventail d'options envisagé par le Comité et d'obtenir des renseignements de base sur certaines possibilités énergétiques qui ne lui sont peut-être pas familières. Il trouvera dans chaque sous-section une description de la nature de la source, devise ou technologie, une énumération des avantages ou inconvénients qui peuvent accompagner son exploitation, une discussion des activités nationales et internationales de développement et des suggestions quant à ce que le Canada devrait faire à propos de chaque option.

Nous ne prétendons pas avoir épuisé toutes les possibilités d'étude. A vrai dire, une telle tâche n'aurait pas de fin car les technologies progressent continuellement et il est difficile de prédire où pourront mener les recherches. A nos yeux, les travaux du Comité ne constituent qu'une étape de l'évaluation continuelle des perspectives énergétiques du Canada.

Conservation comme source d'énergie



A première vue, on pourrait s'étonner que la conservation figure dans un chapitre intitulé «Sources, devises et technologies énergétiques», mais le Comité a été amené à considérer la conservation comme une source d'énergie. Nous estimons que la conservation représente une ressource importante au Canada, surtout parce que le rendement énergétique n'a jamais constitué une préoccupation majeure dans le passé. L'énergie a, de tous temps, été bon marché au Canada et c'est pour cette raison que notre économie a évolué de telle façon que nous dépensons actuellement plus d'énergie par dollar de produit intérieur brut que les autres pays. Paradoxalement, cela signifie que même si nos habitudes de consommation passées, axées sur le gaspillage, sont peut-être regrettables, elles nous permettent néanmoins de disposer aujourd'hui d'une source d'énergie importante, à savoir la conservation, qui peut dans

La conservation et le déficit énergétique

Supposons qu'un pays ne puisse satisfaire qu'à 60% de ses besoins en énergie c'est-à-dire que le rapport de l'offre à la demande est de 60/100. Si ce pays réduisait sa demande de façon à ce qu'elle ne représente plus que 80% de son niveau antérieur, le rapport de l'offre à la demande serait de 60/80, c'est-à-dire 75%. Autrement dit, en exploitant la ressource que constitue la conservation, ce pays peut faire passer le rapport de l'offre à la demande de 60% à 75%, ce qui représente une amélioration de 25% $\left(\frac{75-60}{60} \times 100\right)$, sans qu'il ait fallu fournir une seule unité d'énergie supplémentaire.

l'ensemble être exploitée plus facilement et plus économiquement que toute autre ressource actuelle. En réduisant la demande, on augmente, en termes relatifs, la valeur des réserves d'énergie existantes.

De nombreux témoins ont déclaré au Comité que la conservation devait être la pierre angulaire de toute stratégie d'énergie de remplacement et nous nous rangeons entièrement de cet avis. C'est en fait cette conviction qui nous a conduits à accorder une importance de premier plan à la conservation dans notre rapport, bien que ce sujet n'ait pas été spécifiquement mentionné dans le mandat qui nous a été confié.

Il est relativement facile d'admettre et d'accepter que la conservation revêt une importance capitale, mais il est autrement plus difficile de proposer les mesures précises qu'il faudrait adopter pour garantir l'exploitation de cette ressource. Sachant que le rapport présenté par le Comité est déjà complexe, il nous semble qu'une telle tâche sous-estimerait grandement la véritable importance de ce sujet. Comme la conservation ne concerne pas seulement le gouvernement fédéral, elle mérite et exige une étude détaillée qui se penche sur le sujet à tous les paliers du gouvernement.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que l'on entreprenne immédiatement une étude détaillée de tous les aspects de la conservation dans tous les secteurs de l'économie.

De nombreuses études ont été réalisées sur les technologies individuelles de la conservation et sur la conservation en milieux industriel, résidentiel et commercial. Les données considérables qui ont été ainsi produites doivent être regroupées et l'étude que nous proposons de réaliser pourra fort bien s'accommoder de cette tâche. Elle devra être conçue de façon à répondre aux recommandations sur certaines politiques et normes particulières qui pourraient être appliquées. Il faudra également tenir compte du fait que l'offre et la demande d'énergie varient d'une région à l'autre car aucune politique universelle ne pourra convenir à toutes les régions du pays ou à tous les secteurs de l'économie. L'étude doit également faire la différence entre les coûts d'immobilisation et les coûts d'exploitation afin qu'on puisse avoir une idée claire des avantages offerts par les initiatives de conservation.

Bien que nous ne nous soyons pas livrés à une étude détaillée de la conservation, nous avons néanmoins entendu un grand nombre d'idées, de propositions et d'opinions différentes sur le sujet. Les observations et recommandations suivantes ne sont donc présentées qu'à titre d'exemples des données que nous avons recueillies et des opinions que nous nous sommes faits, tout en sachant fort bien que nous n'avons qu'effleuré la question.

Pour tirer plein parti de la conservation, il faut suivre deux voies: il faut mettre fin au gaspillage et il faut améliorer l'efficacité de toutes nos activités consommatrices d'énergie. La première voie se passe de tout commentaire; mais en ce qui concerne la deuxième, il faut que nous commencions à envisager nos activités quotidiennes en nous efforçant de quantifier leur consommation d'énergie. Bref, nous devons intégrer l'efficacité énergétique dans nos produits, nos procédés de fabrication et nos modes de vie. Il nous faut développer et acquérir le sens de la responsabilité énergétique.

Les progrès seront peut-être lents au début parce que le marché de l'énergie et de la technologie énergétique ne réussit pas à indiquer quels sont les niveaux d'investissement appropriés en conservation; les particuliers n'ont aucune idée du coût réel des mesures de conservation susmentionnées. Par exemple, les propriétaires de maisons peuvent réagir négativement au coût initial de l'isolation de leur maison, car ils ne réussissent pas à tenir compte des économies réelles que cet investissement leur permettra de réaliser au fil des années. Ainsi, l'Hydro Québec a récemment lancé un programme innovateur dans le but de promouvoir l'isolation des maisons. Ce programme est conçu de façon à supprimer le coût initial en capital qui représente un obstacle dans de nombreux cas. Dans le cadre de ce programme, un propriétaire de maison peut obtenir un prêt de l'Hydro-Québec afin d'effectuer les travaux d'isolation de sa maison et rembourser ce prêt en cinq années en payant tout simplement la différence entre les factures de chauffage avant et après l'isolation. Le client n'a pas à faire de grosse mise de fonds mais continue simplement, pendant cinq ans, à payer sa note de chauffage comme il l'aurait fait sans le supplément d'isolation. Au bout de ces cinq ans, sa facturation tombe au nouveau niveau pour refléter ses économies d'énergie. A notre avis, il n'y a pas de raison que le gouvernement fédéral ne puisse offrir un programme de ce genre à la petite entreprise et aux industries disposant de peu de capital.

Malheureusement, les partisans de la conservation ne sont pas bien organisés au Canada et comme la publicité s'efforce surtout de convaincre le public d'acheter et de consommer la plupart des produits vendus, notre attitude à l'égard de l'énergie traduit ce message. Aussi la promotion de l'éthique de la conservation incombe-t-elle essentiellement aux gouvernements qui n'ont que récemment financé et encouragé les efforts de conservation. L'initiative fédérale a pris un bon départ et le Comité reconnaît que la campagne canadienne de sensibilisation du public à la conservation

de l'énergie a été bien accueillie. Il n'empêche toutefois qu'il y a encore moyen d'améliorer la situation et qu'il est essentiel que le gouvernement et le public s'engagent délibérément sur la voie de la conservation. Dans cette optique, nous nous pencherons maintenant sur certaines idées de conservation suggérées au Comité par diverses sources.

A l'avenir, l'électricité représentera une plus grande part de l'énergie d'utilisation au Canada de sorte qu'il nous faut gérer et utiliser judicieusement cette devise énergétique. On trouvera ci-dessous certaines mesures qui aideraient à amener la réalisation de cet objectif.

- Il faudrait cesser d'offrir des tarifs préférentiels lorsque le niveau de consommation d'électricité dépasse certains seuils.
- Les services publics devraient envisager des structures tarifaires encourageant la consommation d'électricité en dehors des heures de pointe.

Dans notre économie, le secteur des transports est l'un des principaux consommateurs d'énergie et les Canadiens semblent plus réticents que jamais à renoncer à leur voiture particulière si commode. Cela n'a rien de surprenant car nos villes et nos villages sont construits en fonction du transport individuel. Il existe toutefois d'immenses possibilités d'économies d'énergie dans le secteur du transport des marchandises et des personnes. Les automobiles deviennent plus légères, les moteurs utilisent le carburant de façon plus efficace, les carrosseries d'aujourd'hui ont un meilleur aérodynamisme, on met au point des pneus ayant une plus faible résistance au roulement. Voilà quelques initiatives de conception qui permettent déjà d'économiser l'énergie et il y a encore beaucoup à faire dans cette voie. A l'avenir, des changements encore plus innovateurs, comme l'installation de volants d'inertie sur les véhicules, peuvent apporter des avantages semblables. On peut également réaliser des économies d'énergie grâce à une meilleur régulation de la circulation automobile, comme le suggèrent les exemples suivants.

- Bien que les limitations de vitesse actuelles soient acceptables et pratiques au Canada, il faut les *faire respecter* pour que les véhicules circulent à des vitesses permettant une utilisation efficace des carburants.
- Il faudrait substituer des panneaux «cédez» aux panneaux «arrêt» là où la sécurité le permet, afin de réduire le nombre d'arrêts et de redémarrages qui gaspillent l'énergie. De même, on pourrait si possible remplacer le cycle orange, rouge, vert des feux de signalisation par la seule lumière orange clignotante quand la densité du trafic ne justifie pas le cycle complet.

Des économies importantes peuvent aussi être réalisées dans l'industrie de la fabrication. Ce secteur s'est surtout constitué à une époque où l'énergie ne coûtait pas cher et il gaspillait donc souvent l'énergie. Suite à l'appel lancé par le gouvernement fédéral en 1974 en vue de préconiser la mise en œuvre d'un programme dynamique et bénévole de réduction de la demande d'énergie, le secteur industriel a établi 15 groupes de travail sur la conservation. Chacun de ces groupes représentait un segment du secteur industriel (pâtes et papiers, produits chimiques, aliments et boissons, minéraux industriels, etc.) et chacun avait défini ses propres objectifs. Les industries ont réagi très favorablement puisque la conservation s'est avérée rapidement rentable et les résultats ont été encourageants. Certains secteurs ont atteint avant la date les objectifs fixés pour 1980 et se fixent de nouveaux objectifs afin de réaliser davantage d'économies. Bien qu'il ne s'agisse que d'un début et qu'il faudra poursuivre les efforts déployés, le Comité est encouragé par le succès précoce de ces initiatives. Nous souhaiterions que ces activités se poursuivent afin de s'assurer que:

- les procédés industriels soient reconçus, modifiés ou convertis quand cela est possible, afin de réduire la quantité d'énergie qu'ils consomment;
- l'industrie veille davantage à ce que ses machines fonctionnent à des niveaux d'efficacité énergétique maximale et remplace l'équipement consommant de grandes quantités d'énergie par un nouvel équipement en consommant moins;
- tous les efforts soient déployés pour utiliser la chaleur dite «perdue» que produisent les procédés industriels.

Comme on consomme une grande quantité de l'énergie pour chauffer et éclairer les bâtiments au Canada, il existe dans ce domaine aussi de grandes possibilités d'économie d'énergie. Dans ce secteur, il faudrait toutefois que le message de la conservation soit accompagné d'informations sur le principe du chauffage solaire passif.

RECOMMANDATION

Tous les paliers de gouvernement devraient coopérer pour s'assurer que les architectes, les constructeurs et les entrepreneurs connaissent et appliquent les techniques de conception et de construction visant à économiser l'énergie. Ces personnes devraient notamment être au courant des avantages énergétiques offerts par l'utilisation passive de l'énergie solaire.

L'utilisation passive de l'énergie solaire comprend un certain nombre d'éléments destinés à économiser l'énergie, notamment les persiennes isolantes, le double ou triple vitrage, la suppression de la plupart des fenêtres des façades nord ou ouest, l'emploi d'écrans ou de

bernes paravent au nord et à l'ouest des bâtiments, ou la construction des bâtiments sur le flanc sud d'une colline.

Parmi les mesures destinées à réduire les pertes thermiques dans les bâtiments ordinaires ou à chauffage solaire passif, citons un supplément d'isolation et une meilleure étanchéité. Il a été démontré au Canada que l'emploi de ces deux mesures et de plus grandes surfaces vitrées faisant face au sud permettent de construire des maisons qui ne consomment que 80% à 90% de l'énergie utilisée par des maisons semblables conformes aux normes de construction existantes. Au cours des audiences qu'il a tenues dans tout le pays, le Comité a eu l'occasion de visiter la plus connue de ces maisons à efficacité énergétiqe satisfaisante, la maison de la conservation de la Saskatchewan.

La première étape importante consistait à démontrer qu'il était possible de réaliser des économies d'énergie de cette ampleur, mais ce que tout le monde veut réellement savoir, c'est si cela peut être rentable. Malheureusement, on ne dispose pas encore de beaucoup de données sur les coûts et avantages du chauffage solaire passif en raison du nombre limité de maisons solaires passives et de l'insuffisance des recherches sur les maisons existantes. Néanmoins, il semble y avoir suffisamment d'information pour effectuer au moins des estimations provisoires.

Une analyse de ce genre a été réalisée dans le cadre d'une récente étude effectuée pour le compte du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (Gough, 1980). Cette analyse conclut que dans les nouvelles constructions les stratégies les plus rentables consistent, dans l'ordre d'importance, à (1) placer la plus grande proportion possible des surfaces vitrées d'une maison sur la façade sud; (2) augmenter l'isolation des bâtiments de 50% environ par rapport aux normes CNR de 1978; et (3) soit relever encore les spécifications thermiques, soit augmenter la surface vitrée faisant face au sud au-delà d'une simple redistribution.

Les conclusions de cette étude concordent avec les témoignages entendus par le Comité. Les maisons à bonne efficacité thermique peuvent être construites avec les techniques et les matériaux courants, de sorte que la technologie existe déjà. De plus, on peut réaliser des économies d'énergie substantielles assez rapidement pour qu'elles s'avèrent rentables dans un délai raisonnable. Si toutes ces conclusions sont correctes — et nous n'avons aucune raison de penser le contraire — pourquoi ne construit-on pas ce genre de maisons sur une plus grande échelle au Canada? Plusieurs témoins ont décrit au Comité les obstacles auxquels se heurte ce genre de construction et certains facteurs ont été cités à maintes reprises. L'étude de conservation de l'énergie qu'il est proposé de réaliser permettra peut-être d'identifier d'autres obstacles qui ne sont pas encore évidents.

L'aspect économique joue un très grand rôle dans la décision d'adopter des méthodes de construction destinées à conserver l'énergie et d'inclure dans la conception des éléments solaires passifs. L'investissement initial peut se justifier à long terme par des économies du coût d'énergie mais le consommateur doit réaliser que son investissement risque parfois de ne pas être rentabilisé avant 10 ou 15 ans. Les taux élevés d'intérêt sur les prêts et les hypothèques n'encouragent pas aujourd'hui les «conservateurs» éventuels à faire cet investissement. De plus, l'incertitude qui plane sur les prix futurs de l'énergie n'aide pas à clarifier la question de la période de rentabilisation.

L'admissibilité d'un particulier à un prêt hypothécaire est basée sur le calcul de la partie de son salaire mensuel qui peut servir au remboursement du prêt. Le propriétaire d'une maison à bonne efficacité énergétique aurait moins à payer pour son énergie et disposerait donc d'une plus grande somme d'argent par mois, peut-être suffisamment pour couvrir les charges hypothécaires supplémentaires occasionnées par le coût des mesures de conservation. Cela laisse supposer qu'il faudrait modifier le calcul du montant maximal de l'hypothèque afin de tenir compte des économies d'énergie. Il semble que ce serait là une mesure que la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) pourrait notamment envisager dans le cadre du financement des logements sans but lucratif.

CONCLUSION

Le financement des logements par le gouvernement fédéral fournit au gouvernement le moyen de démontrer les avantages d'une conception axée sur la conservation et le chauffage solaire passif.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande vivement que les logements financés par le gouvernement fédéral soient construits selon une conception axée sur la conservation et le chauffage solaire passif afin d'en démontrer les avantages.

A cet égard, le Comité a été heureux d'apprendre que, dans le cadre du Programme énergétique national, il est prévu de consacrer une somme de $6 millions pour promouvoir le logement à bonne efficacité énergétique en organisant des ateliers, en mettant en œuvre des programmes de formation et en concevant et construisant un millier de maison «conservatrices d'énergie»

dans tout le Canada. Si ce programme est étendu au logement social, il aura pour avantage supplémentaire de protéger ceux qui ont besoin de ces logements contre les coûts croissants de l'énergie.

L'initiative du PEN fournit l'occasion d'acquérir l'expérience pratique dont on a tant besoin pour exploiter les modes de chauffage solaire passif. Ces modes de chauffage ne sont nullement simples et il existe un rapport complexe entre la collecte, le stockage et la conservation de l'énergie dans les bâtiments en question. Si l'on ne réalise pas un bon équilibre entre tous ces éléments, la maison à chauffage solaire passif risque de ne pas être une habitation confortable.

L'absence de normes de construction appropriées est un autre obstacle à l'utilisation généralisée des mesures de conservation de l'énergie et du chauffage solaire passif. En octobre 1980, les dix ministres provinciaux de l'énergie ont demandé au gouvernement fédéral de modifier le Code national du bâtiment pour y inclure des éléments de conservation de l'énergie. Cette demande a été suivie par la publication d'un recueil de normes de construction intitulé *Mesures pour la conservation de l'énergie dans les nouveaux bâtiments* (1978). Toutefois, comme dans le cas du Code national, l'adoption de ces mesures par les provinces est purement volontaire de sorte qu'à la fin de 1980, aucune province n'avait adopté les nouvelles normes. La Division des recherches en bâtiment du Conseil national de recherches a donc effectué une étude pour déterminer pourquoi aucune de ces mesures n'avait été adoptée et elle a constaté que la principale raison en était le manque d'inspecteurs qualifiés pour contrôler les nouvelles mesures. Les provinces auraient à assumer les coûts du recyclage des inspecteurs du bâtiment et cela illustre bien le genre de problèmes administratifs auxquels se heurte le gouvernement fédéral lorsqu'il s'efforce de promouvoir la conservation de l'énergie par le biais du code du bâtiment.

Plusieurs témoins ont suggéré au Comité que le gouvernement fédéral devrait élaborer un nouveau code basé sur des normes de rendement énergétique. D'après eux, ces normes serviraient à indiquer à l'industrie du bâtiment et aux consommateurs que la conservation est une importante priorité gouvernementale. En fait, la Division des recherches en bâtiment élabore actuellement des lignes directrices sur les budgets énergétiques de quatre catégories de bâtiment: édifices à bureaux, centres d'achat et magasins de détail, immeubles à appartements et écoles. La Division espère publier ces lignes directrices en 1983 et ce serait là le premier pas en vue de la réalisation d'un ensemble complet de normes de rendement énergétique pour le bâtiment. Tout en élaborant ces normes, la Division étudie aussi comment il serait possible d'en assurer la conformité car cela semble constituer l'un des principaux problèmes. Tous les paliers du gouvernement devront coopérer si l'on doit réaliser des progrès.

RECOMMANDATION

Il faudrait incorporer des normes de rendement énergétique au Code national du bâtiment afin de promouvoir une conception et une construction axées sur l'innovation et la conservation.

RECOMMANDATION

Le gouvernement fédéral devrait établir des essais normalisés pour mesurer le rendement énergétique des bâtiments afin que l'on puisse attribuer aux bâtiments des cotes d'efficience énergétique.

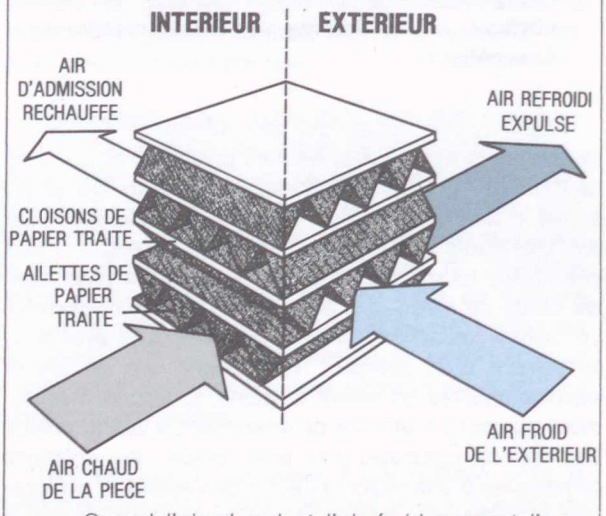
Le Comité a conclu que des normes de rendement étaient préférables à des normes prescriptives car elles ne font pas obstacle à l'innovation et laissent aux architectes et aux constructeurs la latitude voulue bour bâtir des logements efficaces sur le plan énergétique. Il faut néanmoins fournir des exemples prescriptifs pour aider les corps de métier à s'adapter aux nouvelles normes. Le Comité reconnaît qu'il est plus difficile d'évaluer le rendement d'un bâtiment mais estime que les efforts supplémentaires en valent la peine. Il reconnaît également que dans tout code de rendement, il faudra prévoir des normes régionales pour tenir compte des variations climatiques d'une région à l'autre du Canada. L'élaboration projetée des normes de ce genre pour l'Arctique canadien (Canada, EMR, 1980e) est un bon point de départ.

On a également recommandé au Comité la mise en place d'un programme bénévole d'essais de rendement pour les nouveaux logements. Un essai d'étanchéité de 24 heures, semblable à l'essai obligatoire que doivent subir toutes les nouvelles maisons en Suède, fournirait une évaluation des économies d'énergie pouvant aider les consommateurs à comparer les maisons. Comme pour l'évaluation du millage au gallon pour les voitures, ce système n'indiquerait pas la consommation garantie, mais plutôt un chiffre pouvant servir de comparaison. Une fois que les acheteurs de maison connaîtront les économies potentielles d'énergie qui peuvent être réalisées dans les maisons à bonne efficacité énergétique, ils commenceront à demander ce genre de maison sur le marché. Le gouvernement fédéral devrait montrer l'exemple en y soumettant ses propres bâtiments et ceux qu'il aide à financer. On pourrait ensuite encourager les entrepreneurs privés à affecter à leurs bâtiments des cotes de rendement énergétique.

L'étanchéité conserve bel et bien l'énergie, mais elle peut aussi entraîner une accumulation inacceptable

de polluants à l'intérieur, et une humidité excessive, si l'on ne prend pas les précautions nécessaires. On peut surmonter ce problème en prévoyant une ventilation adéquate et contrôlée dans un bâtiment étanche par ailleurs. En faisant entrer l'air froid et sortir l'air chaud par un échangeur thermique (Figure 6-1), on obtient une bonne ventilation sans perdre trop de chaleur. Il existe sur le marché un certain nombre d'échangeurs thermiques dont les prix varient entre $100 et $500 et on peut également se procurer des plans pour fabriquer soi-même un échangeur bon marché.

Figure 6-1: SIMPLE ÉCHANGEUR THERMIQUE AIR-AIR



Quand l'air chaud et l'air froid passent l'un au-dessus de l'autre dans les couches superposées de l'échangeur thermique, la chaleur de l'air vicié sortant est transférée à l'air frais qui entre. L'échange d'air a donc lieu mais on récupère la plus grande partie de la chaleur qui s'échappe normalement avec l'air vicié.

Source: Hand, 1980, p. 77.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral établisse une procédure normalisée de vérification de l'étanchéité des bâtiments. Le Comité recommande également qu'une fois établi, ce test de vérification soit appliqué à tous les édifices fédéraux et à toutes les nouvelles maisons financées par l'intermédiaire de la Société canadienne d'hypothèques et de logement.

On peut également réaliser des économies dans les bâtiments en réduisant les niveaux d'éclairage (à condition que l'éclairage ne serve pas déjà à assurer une partie du chauffage du bâtiment).

RECOMMANDATION

Dans les locaux commerciaux comme dans les maisons, on devrait concevoir des régimes d'éclairage qui n'entraînent pas un gaspillage de l'énergie électrique.

S'éloignant encore davantage des conceptions traditionnelles, un témoin a préconisé la construction souterraine pour réduire la quantité d'énergie nécessaire au chauffage et au refroidissement des locaux. Des économies d'énergie seraient possibles parce que la température fluctue bien moins dans le sol et dans la roche que dans l'air. A titre d'exemple, on estime que 10% de tout le stockage à froid aux États-Unis se fait dans des constructions souterraines de Kansas City. En Scandinavie, on trouve actuellement plus de 200 réservoirs souterrains servant au stockage des produits pétroliers. L'expérience a montré que la construction et l'exploitation de ces installations coûtaient 30% à 50% de moins que celles d'installations de surface et qu'on réduisait de 60% à 80% l'énergie nécessaire pour maintenir le pétrole à une température de 50 à 70° C (pour éviter la coagulation et d'autres problèmes avec la qualité du produit) (Jansson *et al.*, 1980). De même, on peut réaliser de très importantes économies d'énergie en construisant sous terre les installations de stockage à froid et par congélation.

Les Suédois envisagent également de transporter l'eau chaude d'une centrale nucléaire sur une distance de 120 km pour servir aux systèmes de chauffage collectif de Stockholm et d'Uppsala. L'eau passerait dans des tunnels creusés dans la roche car la conduction y est si faible que les pertes d'énergie thermique seront minimes.

Dans certaines localités, la nappe phréatique et d'autres conditions du sous-sol peuvent interdire ce genre de construction mais c'est une solution à laquelle on devrait songer plus sérieusement au Canada.

RECOMMANDATION

On devrait encourager la construction souterraine car il s'agit d'une technologie de construction qui permet de conserver l'énergie.

Comme nous l'avons fait remarquer au début de la section, nous n'avons fait guère plus que présenter des exemples de conservation d'énergie suggérés au Comité. Néanmoins, l'ampleur des suggestions a renforcé notre conclusion que la ressource que constitue la conservation est en fait très importante et mérite de recevoir plus d'attention qu'elle n'en a eue jusqu'à présent.

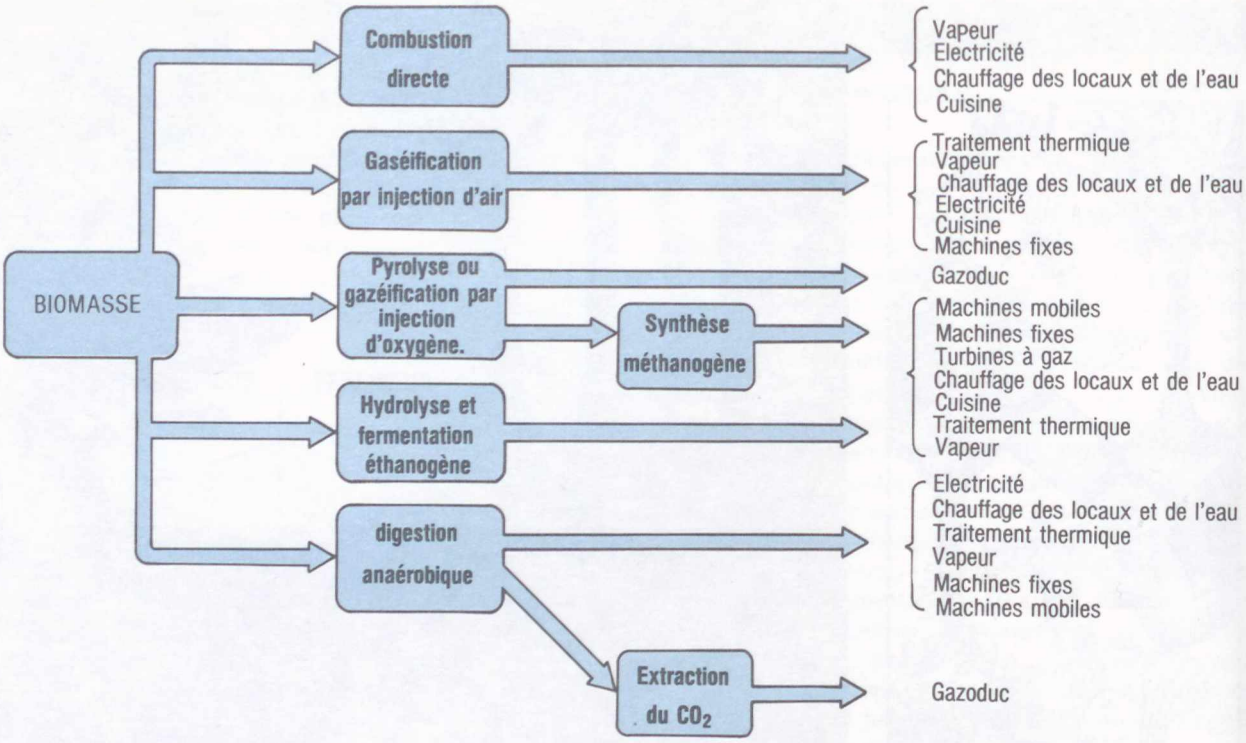
Biomasse

Le terme biomasse englobe toutes les matières d'origine végétale ou animale à l'exception des combustibles fossiles. Cette matière organique représente une source énergétique exploitable étant donné que le carbone contenu dans les grosses molécules des organismes biologiques peut être intégré à une variété de réactions chimiques susceptibles soit de dégager directement l'énergie, soit de convertir la matière première en une matière qui peut faire l'objet d'une combustion ultérieure et produire de l'énergie.

Les matières organiques abondantes et variées qui constituent la biosphère contiennent une quantité énorme d'énergie. Au fur et à mesure que le pétrole perdra sa prédominance dans notre bilan énergétique, la biomasse s'imposera comme source intéressante d'énergie de remplacement. A l'origine, la biomasse répondait à la quasi-totalité des besoins énergétiques de notre pays mais, lorsque les combustibles fossiles furent offerts aux consommateurs à prix modique, le charbon puis le pétrole n'ont pas tardé à la supplanter et à devenir la plus importante source d'énergie du Canada. A l'heure actuelle, la biomasse ne répond qu'à trois à quatre pour cent des besoins énergétiques primaires du Canada.

A vrai dire, l'énergie de la biomasse peut être considérée comme une forme d'énergie solaire, étant donné que les plantes sont en réalité des capteurs solaires organiques qui interceptent, transforment et emmagasinent l'énergie du rayonnement dans les liaisons chimiques des macromolécules organiques complexes. L'énergie chimique contenue dans ces macromolécules peut être libérée de plusieurs façons (figure 6-2): on peut la brûler directement; on peut la gazéifier en milieu aérobie, anaérobie ou riche en oxygène pour produire du gaz de synthèse; on peut la transformer en alcool par hydrolyse et par fermentation; traiter dans un

Figure 6-2: MODES D'EXPLOITATION ÉNERGÉTIQUE DE LA BIOMASSE



Source: États-Unis, Office of Technology Assessment, 1980, p. 24.

digesteur anaérobie pour produire du biogaz (méthane). La biomasse est donc une source énergétique malléable capable de donner une variété de produits qui, combinés à l'oxygène, libèrent une énergie utile.

L'exploitation de la biomasse comme source d'énergie a de nombreux avantages.

- C'est une matière première abondate.
- Elle se présente sous des formes diverses et peut se prêter à une variété d'usages.
- Elle est inépuisable moyennant une gestion adéquate.
- Sa combustion ne se limite pas à la production d'énergie; elle aide également à réduire les problèmes d'évacuation des déchets et (ou) de la pollution associés aux industries forestières, aux industries des pâtes et papier, aux industries alimentaires, aux activités municipales et aux exploitations agricoles.
- La combustion des matières organiques fraîches ne modifie pas substantiellement les concentrations de gaz carbonique dans l'atmosphère, à l'inverse de la combustion des combustibles fossiles (moyennant une gestion rationnelle de la biomasse).
- La biomasse est caractérisée par sa grande dispersion qui fait que son adaptation aux besoins énergétiques des régions et des petites localités isolées est fréquemment réalisable.
- La biomasse peut remplacer les combustibles fossiles à forte teneur en soufre et, de ce fait, réduire les effluents d'anhydride sulfureux qui constituent l'une des principales causes de pluies acides.

L'utilisation de la biomasse pour produire de l'énergie à grande échelle ne se ferait toutefois pas sans difficultés.

- L'exploitation extensive de la biomasse risquerait de modifier radicalement les écosystèmes naturels en leur occasionnant des dégâts irréversibles ou, ce qui est encore pire, de les bouleverser totalement. (Ces risques pourraient être mitigés grâce à une gestion rationnelle des ressources; néanmoins, pour tirer de grosses quantités d'énergie de la biomasse, les surfaces exploitées devraient être immenses).
- L'utilisation de vastes surfaces comme source de nourriture ou d'énergie constitue un important sujet de controverse.
- La biomasse se situe très souvent dans des régions éloignées.

- La biomasse se caractérise par une faible densité énergétique (faible rendement énergétique par unité de poids).
- La grande variété de ses formes complique souvent son transport et son stockage, ce qui fait qu'avec les coûts actuels de l'énergie, l'exploitation d'une grande partie de cette ressource n'est pas rentable.
- La biomasse se caractérise habituellement par une forte teneur en eau qu'il faut éliminer avant la combustion, étant donné que le potentiel énergétique d'un combustible est inversement proportionnel à sa teneur en eau et que le rendement de sa combustion est directement fonction de sa déshydratation.
- Si la combustion de la biomasse s'effectue dans des installations nombreuses, petites et largement dispersées, il est difficile de contrôler ses effluents ou de limiter leur propagation.
- La combustion de la biomasse donne un résidu important sous forme de cendres.
- Une combustion incomplète de la biomasse, comme c'est le cas dans la plupart des poêles à bois et feux ouverts, dégage dans l'atmosphère de grandes quantités de matières organiques polycycliques (notamment le benzo(a)pyrène et plusieurs autres agents carcinogènes ou soupçonnés de l'être).

1. LES CARBURANTS ALCOOLISÉS

Parmi les alcools susceptibles de constituer des carburants transportables et liquides, deux types revêtent depuis quelques temps une importance particulière: le méthanol (CH_3OH) et l'éthanol (C_2H_5OH). Le premier, le méthanol est habituellement associé à l'utilisation énergétique du bois (on l'a longtemps appelé alcool de bois) mais il peut également être produit par synthèse à partir d'autres matières premières ou à partir du gaz naturel ou du charbon. L'éthanol peut également provenir du bois mais le procédé n'a pas encore atteint le stade commercial, ce qui fait que presque tout l'éthanol est produit par la fermentation d'une biomasse riche en sucre ou en amidon.

Les alcools ont toujours été considérés comme des carburants liquides séduisants. En fait, le Modèle T de Henry Ford était conçu à l'origine pour fonctionner à l'alcool puis fut modifié en vue d'utiliser l'alcool, le gasohol ou carburol ou l'essence lorsque les carburants à base de pétrole sont devenus bon marché et abondants. Les alcools feraient d'excellents carburants: en effet, ils sont entièrement biodégradables, sont facilement transportables, ont un pouvoir calorifique élevé par une unité de poids (tableau 6-1), brûlent d'une façon plus propre que les carburants à base de pétrole et ont un indice d'octane plus élevé que celui de l'essence pure sans additifs. (L'indice d'octane est une mesure du pouvoir anti-détonant d'un carburant). Les sous-produits de la combustion de l'éthanol sont étudiés au chapitre consacré aux propulsions de type non-classique.

Tableau 6-1: TENEUR ÉNERGÉTIQUE DU MÉTHANOL, DE L'ÉTHANOL ET DE L'ESSENCE

	BTU/livre	Mj/kg
Méthanol	8,570	20
Éthanol	11,500	27
Essence	18,900	44

Source: D'après Mathers, 1980.

A. L'ÉTHANOL

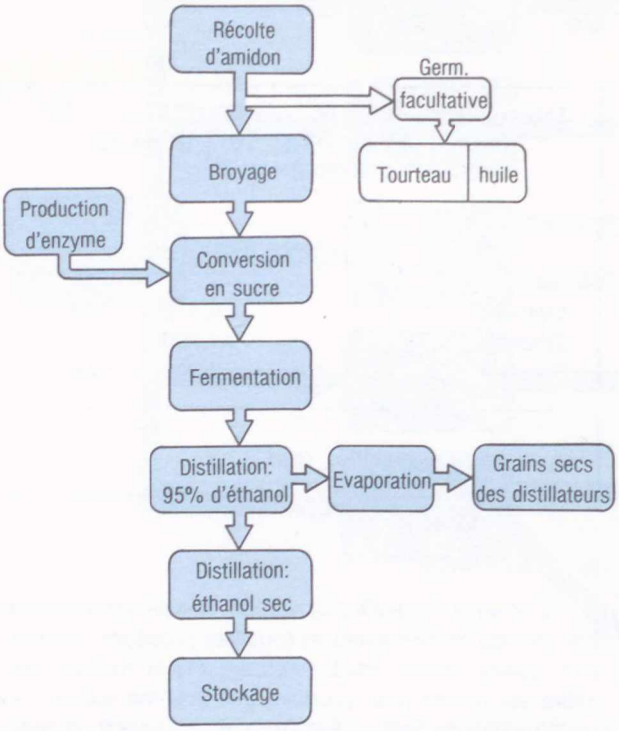
L'éthanol (C_2H_5OH) s'obtient quasi-exclusivement par voie de fermentation, et tous ces procédés comportent quatre étapes fondamentales: (1) la matière première est traitée pour produire une solution sucrée; (2) les saccharomyces ou bactéries transforment le sucre en éthanol et en gaz carbonique; (3) un processus de distillation permet d'extraire l'éthanol de la solution de fermentation, ce qui donne une solution d'éthanol et d'eau qui, dans les meilleures conditions et sous des pressions normales, contient 95.6% d'éthanol; (4) l'eau résiduelle est extraite pour obtenir l'éthanol «sec» ou anhydre. Cette dernière étape s'effectue normalement moyennant une seconde distillation en présence d'une autre substance chimique.

La distillation

La distillation est un processus physique qui, dans ce cas, consiste à chauffer une solution d'éthanol et d'eau et à faire passer la vapeur obtenue à travers un serpentin de refroidissement dans lequel elle se condense puis se réévapore plusieurs fois—un processus qui concentre l'éthanol et élimine l'eau.

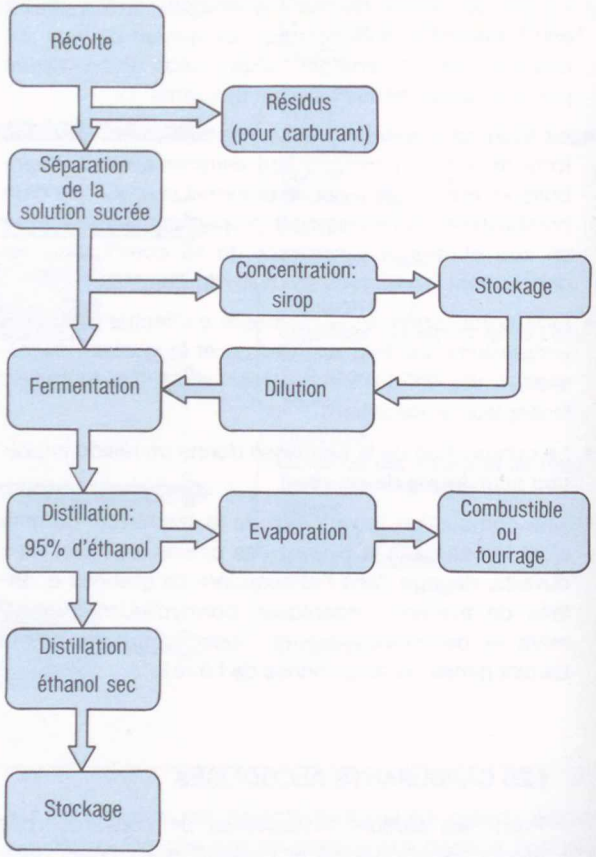
Étant donné que les points d'ébullition de l'éthanol et de l'eau sont très voisins, une certaine quantité d'eau accompagne l'éthanol à ses phases de vaporisation et de condensation, ce qui fait que le taux de pureté de l'éthanol fourni par ce seul procédé ne saurait dépasser 95.6 pour cent.

Figure 6-3: SCHÉMA DU PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉTHANOL À PARTIR DES RÉCOLTES AMYLACÉES



Source: États-Unis, Office of Technology Assessment, 1980b, p. 160.

Figure 6-4: SCHÉMA DU PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉTHANOL À PARTIR DES RÉCOLTES SUCRIÈRES



Source: États-Unis, Office of Technology Assessment, 1980b, p. 160.

Les principales distinctions entre les procédés de fermentation utilisant diverses matières premières résident surtout dans les étapes du *prétraitement* auxquelles on soumet la matière première. Les matières premières sucrières telles que la canne à sucre, le sorgho doux, la betterave sucrière et la betterave fourragère sucrée produisent directement le sucre lorsqu'elles sont traitées, mais ce sucre doit normalement être concentré ou transformé pour être emmagasiné sinon il sera rapidement décomposé par les bactéries. Les matières premières amylacées telles que le maïs et autres céréales doivent être décomposées (hydrolysées) en présence d'enzymes (catalyseurs biologiques) ou d'acides pour réduire ou convertir l'amidon en sucre. Les matières premières cellulosiques (ligneuses ou riches en cellulose) telles que les déchets des récoltes, les plantes herbacées, le bois et les déchets de papier provenant des ordures municipales, nécessitent une hydrolyse poussée (à l'acide ou aux enzymes) afin de réduire en sous-unités de type sucre leurs molécules cellulosiques plus inertes et à chaînes longues. Il n'existe jusqu'à présent aucune installation commerciale pour la transformation de la cellulose en éthanol, mais le Brésil a construit des usines pilotes utilisant le bois d'eucalyptus et des expériences à échelle réduite sont effectuées au Canada.

L'éthanol peut être produit à partir de l'amidon et du sucre moyennant une technologie déjà utilisée commercialement. Les matières premières amylacées sont constituées en premier lieu par les céréales comme le maïs, le blé et l'avoine, mais peuvent également inclure des tubéreuses comme la pomme de terre. Les matières premières sucrières sont constituées par les plantes comme la canne à sucre, le sorgho doux, la betterave sucrière, la betterave fourragère et le topinambour. Les figures 6-3 et 6-4 illustrent les deux procédés de production de l'éthanol à partir des matières premières riches en amidon et en sucre.

L'attrait de l'éthanol découle de la possibilité de son utilisation directe comme carburant liquide ou de

son mélange avec l'essence pour produire le gazohol ou carburol. Dans l'un et l'autre cas, il a le mérite de réduire la demande pour l'essence.

Mohawk Oil est la première compagnie au Canada à produire des carburants à base d'essence et d'éthanol. Cette compagnie utilisera l'éthanol produit dans une distillerie rénovée à partir de surplus agricoles ou de récoltes endommagées, à raison de 2 millions de gallons environ par an (plus ou moins 155 barils par jour) pour produire un gazohol qui sera vendu au détail sur le marché du Manitoba.

La proposition visant la production de l'éthanol à partir de cellulose est particulièrement digne d'intérêt: elle permet d'utiliser comme matière première l'énorme biomasse cellulosique dont dispose le Canada (et notamment les déchets de bois, de même que les grumes détruites par les incendies de forêt et les épinettes attaquées par la tordeuse) dont le volume dépasse de loin l'ensemble de nos récoltes amylacées et sucrières et des déchets de nos usines de produits alimentaires et dont l'exploitation permettra d'éviter l'utilisation des récoltes vivrières pour la production d'énergie. Malheureusement, la conversion de la cellulose en sucre transformable par fermentation en éthanol pose un certain nombre de problèmes.

Le bois

Le bois se compose principalement de cellulose, d'hémicellulose et de lignine. La cellulose peut être décomposée en vue de la fermentation alcoolique; par contre l'hémicellulose qui se compose de sucre en C_5 (pentose) est plus difficile à transformer en éthanol. Rappelons toutefois que les chercheurs du CNRC ont réalisé de grands progrès dans le développement d'organismes capables de fermenter le pentose. La lignine, qui sert de liant aux substances ligneuses, rend l'hydrolyse de la cellulose plus difficile et ne se prête pas elle-même à la fermentation alcoolique.

On a élaboré au Canada un nouveau procédé par lequel la matière cellulosique éclate sous l'effet de la vapeur pour désagréger la texture ligneuse et exposer la cellulose à l'hydrolyse. Avec le développement de nouveaux enzymes hydrolytiques, de nouveaux organismes de fermentation génétiquement structurés et de nouveaux moyens de séparation et d'utilisation de la lignine dérivée par ce procédé, cette technique place sous une perspective d'avenir bien plus prometteuse la production de l'éthanol à partir des matières premières cellulosiques. Si la recherche biotechnologique produit de nouveaux organismes capables d'améliorer le rendement du procédé global, l'éthanol dérivé de la biomasse a de fortes chances de s'imposer à l'avenir comme une excellente énergie de remplacement.

CONCLUSION

En encourageant la recherche, le développement et l'expérimentation des procédés inédits qui sont déjà en voie d'élaboration dans ses établissements, le Canada occupera une place mondiale d'avant-garde dans la technologie de la conversion de la cellulose en éthanol.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral encourage, par l'intermédiaire de Canertech, la recherche, le développement et la commercialisation des technologies de la conversion de la cellulose en éthanol.

La production d'éthanol à partir des récoltes agricoles donne-t-elle lieu à un gain énergétique net? La réponse à cette question constitue encore un sujet de controverses, toujours est-il que le gain énergétique net, si jamais il existe, est certainement faible. Les récoltes agricoles devraient-elles servir à des fins alimentaires ou énergétiques? Cette question est, elle aussi, controversée et, sous ce rapport, bien des observateurs estiment qu'en exposant ces récoltes à deux modes d'exploitation concurrentiels on aboutira inévitablement à une hausse des prix et, dans certains cas, à une pénurie des denrées alimentaires.

CONCLUSION

Le Comité estime que le Canada ne devrait utiliser les meilleures terres agricoles et les récoltes prisées pour la production d'éthanol utilisable comme carburant que dans des cas très particuliers, et affecter à cette fin les cultures excédentaires ou les récoltes abîmées, ainsi que les récoltes provenant de terres de moindre valeur agricole.

CONCLUSION

Le Comité estime que les matières premières (à l'exception de la cellulose) exploitables pour la production d'éthanol ne peuvent pas fournir une quantité d'éthanol capable de répondre intégralement aux besoins du secteur des transports.

RECOMMANDATION

L'éthanol devrait servir uniquement comme additif à l'essence et non comme produit de remplacement intégral des carburants utilisés pour les transports, sauf peut-être dans les fermes.

Particuliers et membres des coopératives agricoles pourraient décider d'entamer la production de carburants alcoolisés à partir des récoltes excédentaires ou avariées ou à partir de la biomasse couvrant les terres de moindre valeur. Les initiatives de ce genre entreprises jusqu'ici aux Etats-Unis ont été, dans certains cas, coûteuses et source de désenchantement; toujours est-il que, dans l'optique de certains agriculteurs, une telle production pourrait être profitable et constituer une forme d'autosuffisance énergétique à l'échelle de leur exploitation. En fait, il n'existe aucune méthode unique susceptible d'être recommandée pour la distillation de l'éthanol, et chaque projet d'exploitation doit prendre en considération la disponibilité des combustibles classiques nécessaires à la distillation ainsi que le genre de matière première utilisable, étant donné que le taux de production de l'éthanol varie considérablement d'une matière première à l'autre (Tableau 6-2). Notons enfin que les agriculteurs doivent tenir compte des frais d'investissement imputables à l'équipement de la distillerie et de l'usage auquel l'alcool et les sous-produits de la distillation sont destinés.

Tableau 6-2 RENDEMENT POTENTIEL DE LA FERMENTATION ALCOOLIQUE DE QUELQUES RÉCOLTES AMYLACÉES ET SUCRIÈRES

RÉCOLTE	RENDEMENT [a] (litres/tonne)
Maïs	430
Blé d'hiver	410
Orge	390
Seigle	390
blé de printemps	380
Mélange de grains (Ouest)	350
Sarrasin	350
Pos, haricots	350
Mélange de grains (Est)	330
Avoine	270
Pomme de terre	110
Topinambour	87-100 (b)
Betterave fourragère	70-77 (b)
Betterave sucrière	70
Plantes-racines	30

[a] Ces rendements supposent une conversion maximale théorique en alcool de 95%. Dans les fermes, ce taux variera probablement entre 50 et 85%.

[b] Valeurs préliminaires.

Source: Canada, ministère de l'Agriculture, 1980, p. 4. et communications personnelles, ministère de l'Agriculture, 1981.

La distillation de l'éthanol dans les fermes peut réduire la dépendance à l'égard des carburants classiques, étant donné que les moteurs à essence peuvent utiliser tel quel et sans risque aucun un gazohol contenant 10 à 20% d'éthanol. On met au point actuellement certains dispositifs permettant aux moteurs à essence et aux moteurs diesel d'utiliser un mélange d'essence (ou de mazout), d'alcool et d'eau; il existe également des moteurs qui utilisent de l'alcool pur, mais ils ne sont pas encore disponibles au Canada.

Le risque économique de la production de l'alcool dans les fermes n'est pas nettement défini. Les agriculteurs peuvent rentabiliser cette exploitation s'ils sont bons bricoleurs et peuvent construire leur alambic au lieu de l'acheter. Même s'ils n'incluent pas leur propre peine dans le coût global, ils auront quand même à faire un certain investissement et à payer des intérêts sur le capital. En outre, l'agriculteur ne doit pas perdre de vue la perte de revenu représentée par la portion de récolte qui, au lieu d'être vendue, a servi de matière première à la production de l'éthanol; il doit également tenir compte des frais d'amortissement et d'exploitation, du coût de l'apport énergétique, des produits chimiques, de enzymes, de l'assurance, du permis d'exploitation et de la caution. (L'utilisation du moût ou des résidus de distillation comme fourrage peut aider à compenser une partie de ces frais).

CONCLUSION

Certains éléments montrent que la production de l'alcool à l'échelle des fermes peut être une entreprise risquée. Toute opération de ce genre suppose nécessairement l'acquisition préalable d'une certaine formation en chimie, en ingénierie, en microbiologie et en plomberie et exige une planification financière rigoureuse.

L'un des moyens par lesquels le Canada essaie de faciliter la tâche aux particuliers et groupes intéressés qui veulent s'engager dans la production des carburants alcoolisés consiste à réduire la rigueur des conditions stipulées par la Loi sur l'accise. Aux termes de la législation en vigueur, l'alcool doit être recueilli dans un «contenant scellé» qui ne peut être ouvert que par un inspecteur des douanes et accise. En outre, pour être exempt de droits d'accise, l'alcool doit être rendu imbuvable (dénaturation) en y ajoutant un produit chimique prescrit. Enfin, il faut obtenir un permis de distillation ($250 par an) et fournir une caution de $200,000 qui coûte $500 par an. Toutes ces restrictions n'encouragent pas les éventuels distillateurs à produire des carburants alcoolisés.

CONCLUSION

Le Comité accueille favorablement l'initiative du gouvernement en vue de modifier la Loi sur l'accise et de faciliter la tâche à ceux qui envisagent la distillation des carburants alcoolisés.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que l'amendement de la Loi sur l'accise prévoie que la production d'éthanol excédant les besoins individuels du distillateur puisse être vendue aux détaillants de carburant alcoolisé ou de gazohol.

RECOMMANDATION

Le Comité ne recommande pas la production d'éthanol pur à partir des récoltes amylacées et sucrières et en tant que principal carburant liquide de remplacement pour les transports au Canada. Il recommande cependant que la distillation de l'éthanol comme carburant soit permise pour usage personnel ou pour la production de gazohol.

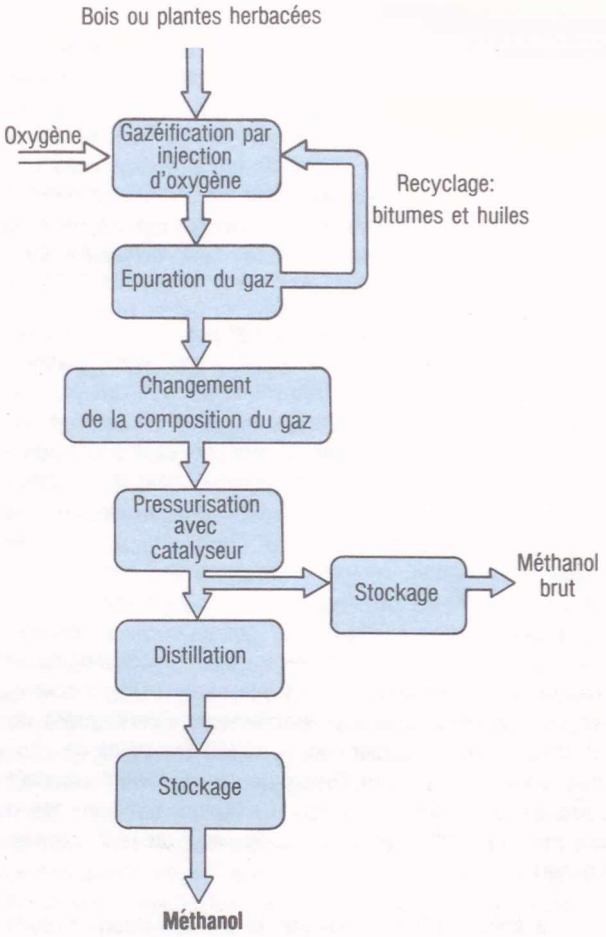
B. LE MÉTHANOL

Le méthanol (CH_3OH) est un produit de synthèse provenant d'une variété de sources dont la biomasse, le gaz naturel et le charbon. Dans le cas de la biomasse et du charbon, la matière première doit d'abord être gazéifiée avant de passer à la synthèse.

La production du méthanol à partir de la biomasse ligneuse comporte trois étapes: la gazéification du bois, l'épuration et la modification du gaz produit et la liquéfaction du gaz. D'une manière générale, la gazéification se produit lorsque le bois est chauffé dans un milieu pauvre en oxygène. Ce traitement empêche la combustion totale du bois et produit un gaz contenant surtout de l'hydrogène, de l'oxyde de carbone, du gaz carbonique et des hydrocarbures. Ces composés gazeux ne se présentant pas sous des concentrations idéales pour la synthèse du méthanol, il faut modifier leurs proportions relatives afin d'obtenir le rapport chimique adéquat d'hydrogène et de carbone permettant de produire de bonnes quantités de méthanol. A l'étape finale, le méthanol s'obtient en soumettant les gaz de synthèse modifiés à une pression de 50 à 150 atmosphères à des températures de 230 à 270° C en présence d'un catalyseur. La figure 6-5 représente le schéma d'une synthèse du méthanol.

Dans l'immédiat, la production du méthanol pourrait être alimentée par les déchets des scieries, les déchets d'exploitation forestière et d'autres biomasses forestières récupérables et habituellement inutilisées mais, pour l'avenir, on envisage l'exploitation de plantations d'arbres (plantations énergétiques) pour fournir la biomasse cellulosique requise par les usines de méthanol. Ces plantations pourraient utiliser les fermes abandonnées et les terres de moindre valeur et produire de grosses quantités de biomasse forestière selon des périodes de rotation de deux à cinq ans.

Figure 6-5: SCHÉMA DE SYNTHÈSE DU MÉTHANOL



Source: États-Unis, Office of Technology Assessment, 1980a, p. 95.

Comme les matières premières cellulosiques sont beaucoup plus abondantes que les récoltes sucrières ou amylacées, il semble plus vraisemblable que la production des carburants alcoolisés emprunte la voie du méthanol plutôt que de l'éthanol (bien que les deux voies de production puissent être encouragées). La production des matières premières cellulosiques pour la production du méthanol consomme moins d'énergie que la culture des plantes sucrières ou amylacées; autrement

dit, les gains énergétiques nets associés au méthanol sont plus élevés que ceux associés à l'éthanol. Ajoutons enfin que le risque de controverses au sujet de l'utilisation des terres est moins grande pour la production des matières premières à l'industrie du méthanol que pour celle des matières premières à l'industrie de l'éthanol, étant donné que les plantations peuvent utiliser des terres dont la qualité et la topographie sont extrêmement variées. En effet, si la production est orientée vers le méthanol, le risque d'une concurrence sévère entre la culture énergétique et la culture vivrière est écarté et le conflit «pain ou essence» est en quelque sorte désamorcé.

Les témoignages entendus par le Comité ont révélé que le Canada jouissait d'un atout unique dans le développement d'une industrie du méthanol utilisant comme matière première un mélange de gaz naturel et de biomasse. Étant donné que le rapport carbone/hydrogène dans la biomasse est trop élevé pour la synthèse du méthanol, on peut augmenter considérablement le rendement en ajoutant de l'hydrogène au gaz de synthèse. Le Canada dispose d'abondantes réserves de gaz naturel riche en hydrogène, le CH_4 ayant un rapport hydrogène/carbone élevé. Par conséquent, en combinant le gaz naturel avec du gaz de synthèse de la biomasse, autrement dit, en y ajoutant de l'hydrogène, on peut augmenter considérablement le rendement en méthanol. Un rendement élevé réduit les coûts de production et signifie que l'industrie du méthanol pourrait produire un carburant méthylique concurrentiel eu égard au prix mondial actuel du pétrole dont est dérivée l'essence.

Grâce à cette technologie, le Canada pourrait, dans un proche avenir, utiliser le gaz naturel pour la production d'un carburant liquide utilisable pour le transport. Il pourrait également exploiter la biomasse pour la production du méthanol d'une façon plus rapide et sur une plus grande échelle; en effet, la production de méthanol à partir de cette technologie hybride pourrait se réaliser en moins de deux ans, alors que la production du méthanol à partir de la biomasse pure exigerait un minimum de 7 années pour devenir commercialisable. En plus du rendement élevé de cette formule hybride, l'expérimentation relative à la gazéification de la biomasse (la dernière étape à franchir dans la technologie du méthanol dérivé de la biomasse) permettra au Canada d'acquérir des connaissances applicables ultérieurement dans des usines de méthanol qui utiliseraient la biomasse comme seule source de carbone et l'hydrogène pur pour produire du carburant de synthèse. Cette perspective placera le Canada à l'avant-garde de la recherche, du développement et de la commercialisation du méthanol dérivé de la biomasse et le dotera d'une expérience et d'une technologie qui, sitôt perfectionnées, pourraient être avantageusement exportées.

CONCLUSION

Le Comité estime que le potentiel du développement d'une industrie canadienne de méthanol à base de biomasse est loin d'être négligeable et que notre pays est capable d'occuper, à l'échelle mondiale, une place d'avant-garde dans la technologie du méthanol.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande d'encourager la construction d'une usine de méthanol selon la formule hybride (gaz naturel/biomasse) afin de démontrer le plus rapidement possible la faisabilité de cette technique de production.

RECOMMANDATION

Puisque les usines de production du méthanol selon la formule hybride (gaz naturel/biomasse) constituent une étape de transition dans la création d'une industrie de production du méthanol, le Comité recommande de plus que de telles usines soient converties, lorsque ce sera possible, de manière à tirer le méthanol de la seule biomasse ou de la biomasse combinée à de l'hydrogène produit par électrolyse.

Selon les suggestions reçues par le Comité, l'une des principales entraves à l'utilisation du méthanol comme carburant de remplacement est que le consommateur canadien doit actuellement payer ce produit selon le barème mondial des prix applicables aux matières premières pétrochimiques.

RECOMMANDATION

A court terme, pour faire du méthanol un carburant de remplacement séduisant, le Canada devrait faire en sorte que son prix de vente soit inférieur à celui de l'essence.

2. LE MÉTHANE

Le méthane résulte de la digestion anaérobie de la biomasse. Dans ce processus, divers types de bactéries dégradent les matières organiques en l'absence d'air pour produire un mélange gazeux composé principalement de méthane (CH_4, ou gaz naturel) et de gaz carbonique selon des proportions variées. Les organismes qui décomposent les matières organiques peuvent soit déjà se trouver dans les matières premières, soit y être ajoutés par inoculation (une faible dose de culture bactérienne).

La valeur énergétique du mélange gazeux dépend presque totalement de sa teneur en méthane, laquelle varie entre 50 et 70 pour cent. Le gaz carbonique peut être éliminé si le méthane doit être mélangé au gaz naturel dans les gazoducs, mais cette opération exige le traitement du méthane selon une technologie complexe et coûteuse. D'autres gaz, tel l'ammoniac, peuvent également être produits en proportions diverses durant le processus de digestion, cependant la principale impureté habituellement rencontrée est l'hydrogène sulfuré (H_2S). Ce gaz peut causer des problèmes de corrosion dans les moteurs qui utilisent le méthane et produire irritations et nausées chez ceux qui y sont exposés. Quoiqu'il ne soit, le H_2S peut être éliminé moyennant une technique simple et peu coûteuse.

La digestion se fait ordinairement à des températures de 35 à 65° C selon la matière première utilisée et la bactérie dont on veut favoriser la croissance. Le processus de digestion convient parfaitement pour le traitement des déchets boueux ou transformés en boue. Ainsi, outre sa contribution à la production d'une matière énergétique valable, la digestion anaérobie peut réduire la toxicité des déchets, les risques de pollution et les problèmes d'odeurs associés habituellement aux déchets d'animaux.

La digestion est effectuée par un mélange de bactéries qui ne sont pas toutes identifiées. Le processus de décomposition est compliqué et le mécanisme biochimique de la dégradation n'est pas parfaitement élucidé; cette dégradation comporte trois étapes essentielles: (1) la décomposition de grosses molécules organiques en molécules plus petites tels que les sucres et acides aminés; (2) la conversion de ces petites molécules en acides organiques et (3) la conversion des acides organiques en méthane.

Le processus de digestion des matières cellulosiques est lent surtout quand ces matières ont une forte teneur en lignine (substance liante complexe qui existe dans le bois), ce qui rend la cellulose moins sensible à l'attaque des bactéries. Des traitements tels que l'hydrolyse peuvent améliorer cette sensibilité à l'attaque mais, par contre, ils réduisent à 40 ou 50% le rendement en méthane. Il s'ensuit qu'il vaut mieux brûler directement les matières premières cellulosiques plutôt que de les gazéifier.

Les meilleures matières premières pour la production du méthane sont la biomasse humide, notamment les déchets d'animaux, certaines plantes aquatiques, les boues résiduaires, les déchets des usines, des sous-produits de l'industrie alimentaire comme les fromageries ou les usines de traitement de la pomme de terre, des tomates ou des fruits. Le processus doit être fréquemment contrôlé, parce que toute modification de température, des matières premières ou de la concentration de la toxine peut entraîner un excès de concentration de certains acides, ce qui paralyse l'action des bactéries productrices de méthane.

Le processus de digestion s'accompagne du développement d'une population bactérienne qui s'adapte le mieux aux conditions opérationnelles du réacteur. Pour cette raison, la composition des matières premières et les conditions opérationnelles elles-mêmes doivent demeurer constantes dans la mesure du possible afin de garantir que le processus se déroule avec un maximum d'efficacité et un taux de rendement optimal. La production de méthane commence le jour qui suit l'alimentation du digesteur mais, à défaut de gestion adéquate, la stabilisation des agents de fermentation peut prendre des mois.

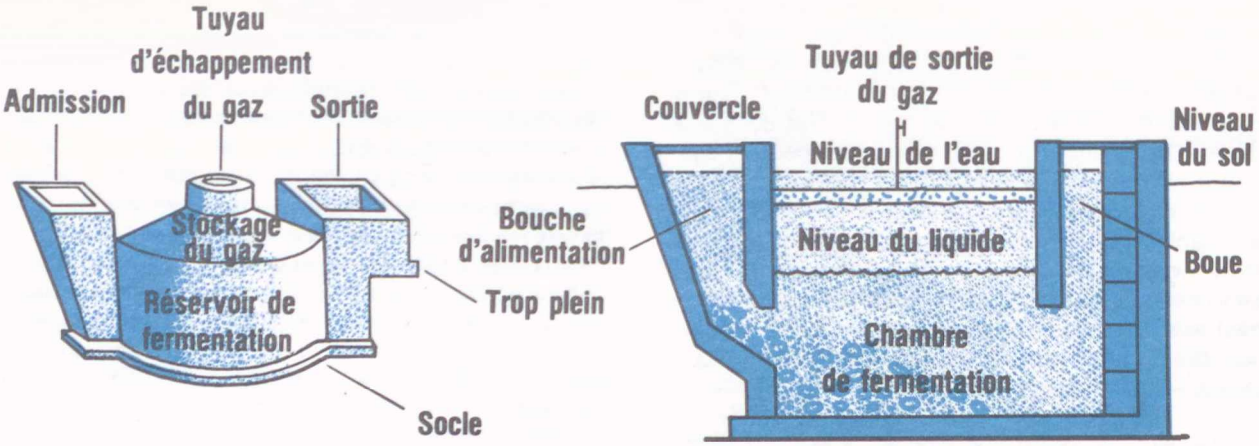
En plus de la production du méthane, la digestion anaérobie donne d'autres matières qui ne manquent pas d'utilité. Les effluents d'un digesteur peuvent contenir des bactéries, des matières lignocellulosiques (lignine et cellulose), des matières premières non digérées et des éléments nutritifs. Débarrassé de la plupart des bactéries pathogènes (qui peuvent causer une maladie) qui sont détruites au cours du processus, l'effluent ou la boue résiduaire deviennent moins dangereux et peuvent servir à l'amendement du sol ou, en certaines circonstances, à la fertilisation des plantes aquatiques. On étudie actuellement dans quelle mesure les déchets du digesteur peuvent être essorés et servir à la nourriture du bétail. Il est certain que les coûts de production du méthane à partir des déchets animaux et d'autres matières premières seront améliorés si les déchets du digesteur peuvent également servir à l'alimentation du bétail.

Malgré la réduction des éléments pathogènes, les principaux problèmes qui risquent d'accompagner la production du méthane concernent le traitement des eaux usées qui peuvent contenir des métaux lourds, des pesticides et de grandes quantités de substances nutritives, mais il s'agit là d'un problème conceptuel et opérationnel étant donné qu'il est techniquement possible de traiter ces eaux et de les rendre moins polluantes.

Les digesteurs anaérobies se retrouvent un peu partout dans le monde sous des conceptions, formes et dimensions variées, depuis les modèles primitifs jusqu'aux modèles hautement perfectionnés, et les travaux de recherche et de développement dans ce domaine progressent si rapidement que tout inventaire des types de digesteurs devient vite périmé. Nous essayerons quand même, dans les paragraphes qui suivent, de décrire certains réacteurs typiques.

Le réservoir unique alimenté d'un seul coup est une simple adaptation du digesteur utilisé depuis longtemps en Asie (figure 6-6). Les matières premières sont intro-

Figure 6-6: CONCEPTION CHINOISE D'UNE CUVE À MÉTHANE



Source: États-Unis, Office of Technology Assessment, 1960b, p. 185.

duites par la bouche d'admission puis retirées, après leur digestion, par la bouche de sortie, et le méthane est recueilli au sommet de la cuve où il s'accumule.

Le digesteur à multiples réservoirs est alimenté par multiples charges successives et comporte une série de réservoirs scellés après avoir été remplis de matières premières. Lorsque le processus de digestion est terminé, le méthane est recueilli et l'effluent évacué. Ce type de système s'adapte aux opérations qui produisent la matière première par à-coups et non d'une façon continue.

Le digesteur formé d'un seul réservoir et d'un malaxeur comporte un réservoir de fermentation dont le contenu est chauffé et malaxé plusieurs fois par jour. Ce système peut être raccordé à un réservoir de stockage dont le contenu n'est ni chauffé ni malaxé pour former un digesteur à deux phases dans lequel une dégradation préalable s'effectue et les déchets solides se précipitent. Le second réservoir permet d'améliorer le rendement en méthane. Ce type de digesteur est surtout employé dans le traitement des effluents urbains.

Les expériences actuelles portent sur des digesteurs à phases multiples dans lesquels les réservoirs sont contrôlés pour optimiser les diverses étapes du processus de fermentation. Il s'agit de systèmes complexes exigeant une gestion soignée. La principale matière première utilisée actuellement dans leur fonctionnement est la boue résiduaire, néanmoins, ils sont adaptables à d'autres matières premières et, théoriquement du moins, peuvent avoir un rendement global important en méthane.

Une autre conception de réacteur utilise divers types de «lits» comme matière de soutien des populations bactériennes responsables de la digestion des matières premières organiques. Selon cette conception, la boue d'alimentation est injectée à travers une colonne verticale remplie de cailloux, de sphères en plastique, de tessons de céramique ou d'autres matières inertes. Les bactéries s'attachent aux matières inertes de cette colonne et dégradent les matières organiques au cours de leur écoulement dans la colonne. Cette conception permet l'admission de grandes quantités de boues dans le digesteur, tout en maintenant une forte concentration des bactéries dans le substrat. Ce procédé convient surtout aux déchets municipaux liquides, étant donné que les matières premières plus épaisses risquent rapidement d'obstruer la colonne.

CONCLUSION

Les publications disponibles auprès des fabricants décrivent une grande variété de digesteurs. Ce procédé peut aider les agriculteurs à arriver à l'autosuffisance énergétique dans leurs fermes et offrira aux exploitants de grands pâturages et parcs à bestiaux l'avantage supplémentaire de réduire les problèmes de pollution en traitant les déchets nocifs. Il existe d'autres avantages à tirer de la digestion anaérobie, notamment la production d'engrais voire d'aliments pour le bétail.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande de continuer à explorer vigoureusement la technologie de la digestion anaérobie et l'installation d'autres réacteurs pour la production du méthane afin d'en démontrer l'efficacité dans l'environnement canadien.

3. LE BOIS

Le bois sert de combustible au Canada depuis l'arrivée des premiers hommes dans notre pays. En fait, l'utilisation du bois en tant que combustible remonte probablement aussi loin que l'histoire de l'homme, et partout dans le monde on continue aujourd'hui à brûler du bois selon les besoins. Le bois constitue certes la source la plus abondante de biomasse au Canada. Il s'agit d'une source énergétique grandement répandue dans la plupart des régions du pays, tant sous forme de déchets provenant de l'exploitation forestière que sous forme d'arbres sur pied. A l'avenir, grâce à une saine gestion de ses forêts (ce qui n'a pas toujours été le cas) et à l'aménagement de plantations énergétiques sur les terrains de moindre valeur ou abandonnés, le Canada pourra augmenter sensiblement ses réserves de biomasse.

La biomasse répond actuellement à 3.5% environ des besoins énergétiques du Canada, soit un peu plus que la fission nucléaire, et cette proportion provient presque entièrement des ressources forestières. Elle sert surtout à produire de la chaleur et de la vapeur dans l'industrie et, dans une mesure moindre, de l'électricité et ce presque exclusivement dans l'industrie forestière.

Le programme de $104 millions de l'énergie renouvelable dans l'industrie forestière (ERIF) a été conçu pour remplacer par des déchets forestiers combustibles les combustibles fossiles utilisés par l'industrie forestière. Son but est d'arriver, d'ici 1985, à une économie annuelle équivalente à 23 millions de barils de pétrole. L'ERIF offre à l'industrie forestière des subventions financières pour l'installation d'équipement permettant l'exploitation énergétique de la biomasse, et les entreprises intéressées reçoivent des paiements échelonnés jusqu'à concurrence de 20% des coûts admissibles des projets approuvés. Depuis le lancement de ce programme en 1978, 42 demandes de subventions ont été approuvées et le montant total des crédits engagés s'élève à $21 millions. Le tableau 6-3 montre le type et la proportion des combustibles remplacés dans le cadre de l'ERIF.

La majorité des fonds de l'ERIF a été absorbée par les usines de pâtes et papiers plutôt que par l'industrie du bois, étant donné que ces usines consomment généralement plus d'énergie par unité de production, que cette consommation représente jusqu'à 20% de leur valeur ajoutée alors qu'elle ne dépasse pas 5% dans les usines du bois, qu'elles exigent des installations énergétiques plus importantes, plus coûteuses et plus complexes et qu'enfin, il est plus facile de faire participer au programme 150 usines de pâtes et papiers que d'en assurer la promotion dans environ 8,000 industries du bois.

Tableau 6-3: POURCENTAGE ANNUEL DES COMBUSTIBLES CLASSIQUES REMPLACÉS PAR LES PROJETS ERIF APPROUVÉS JUSQU'AU 22 JUIN 1980

Type de combustible	pourcentage
Pétrole	70.0
Gaz naturel	23.4
Charbon	3.8
Électricité	2.7
Propane et butane	0.1
	100.0[a]

[a] Jusqu'ici, on a remplacé l'équivalent de 2.5 millions de barils de pétrole par an.

Source: Canada, Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources 1980, p. 12.

Une autre contribution fédérale de $30 millions a été engagée pour la période 1978 à 1984, dans le cadre du Programme de l'énergie forestières (ENFOR), pour financer les projets de recherche et les démonstrations innovatrices touchant la production et la conversion de la biomasse. Administré par le Service canadien des forêts d'Environnement Canada, l'ENFOR évalue les propositions relatives à des domaines dont les plus importants sont les plantations énergétiques, la combustion et la gazéification du bois et la production des combustibles liquides à partir de la biomasse. Au début de 1980, le gouvernement avait financé 46 projets d'une valeur de $3.7 millions environ.

CONCLUSION

Le Comité conclut que les programmes ENFOR et ERIF ont eu beaucoup de succès et se félicite du fait que le Programme énergétique national annonçait récemment que le budget de l'ERIF serait triplé.

Il a été dit que l'on pourrait tripler, d'ici l'an 2000, la production énergétique tirée de la biomasse (principalement le bois)—il s'agit là d'un point de vue que le Comité partage. Les principaux obstacles à surmonter sont inhérents à la source même: l'importance des dépenses en immobilisations nécessaires à l'exploitation ainsi que l'infrastructure commerciale et industrielle actuelle qui n'est pas orientée vers la récolte, la distribution et l'utilisation de la biomasse sous ses nombreuses formes.

Pour ce qui a trait aux problèmes associés à la source elle-même, bon nombre des inconvénients reliés à l'exploitation de la biomasse, tels sa faible densité énergétique, ses formes variées et les difficultés que pose son transport, peuvent être grandement atténués. A cette fin, on peut la transformer chimiquement, la pulvériser, l'assécher et la rendre plus dense. En fait, grâce à une variété et à un mélange de procédés, on peut transformer la matière organique de la biomasse en des combustibles courants, faciles à stocker, à expédier et à brûler.

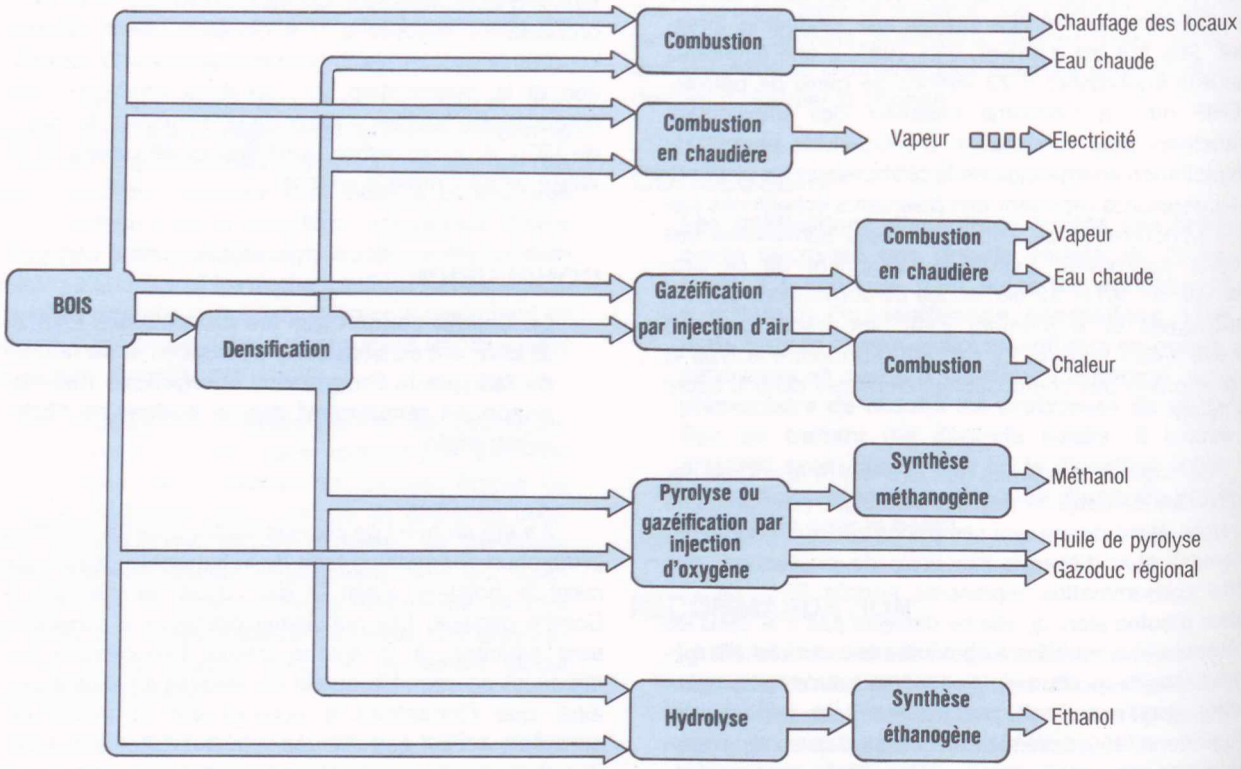
En effet, on peut soumettre le bois à de nombreux procédés pour en soutirer de l'énergie (figure 6-7). On peut le brûler directement pour produire de la chaleur, de la vapeur et, par le biais des cycles combinés, de l'électricité. On peut le gazéifier en vue de produire un gaz de chauffage pouvant remplacer le mazout et le gaz naturel. On peut le transformer en méthanol par voie de synthèse après la gazéification, ou encore le convertir en éthanol par voie de fermentation. Enfin, en le chauffant lentement sous pression, on peut transformer le bois en huile.

A. LA COMBUSTION DIRECTE DU BOIS ET DU COMBUSTIBLE TIRÉ DE LA DENSIFICATION DE LA BIOMASSE

On peut brûler directement le bois à des fins résidentielles ou industrielles. Toutefois, il faut respecter en la matière certaines conditions afin de maintenir un équilibre énergétique net positif. L'énergie que renferme le bois justifie qu'on le coupe, le manutentionne et le transporte sur des distances atteignant 60 milles dans certaines régions; cependant, sa transformation plus poussée ou son transport sur de plus longues distances signifie inévitablement que l'énergie utilisée pour sa livraison à l'utilisateur sous forme de combustible excède l'énergie qui s'en dégagera au cours de sa combustion. Il n'est pas sensé, sur le plan *énergétique* que l'énergie consommée dans la livraison d'un combustible dépasse celle que ce combustible peut fournir: (toutefois, cette dépense se défend à court terme si le bois se substitue au pétrole). En conséquence, on ne devrait faire du bois non transformé qu'un usage local. Heureusement, l'omniprésence du bois permet souvent de respecter cette condition.

Le tissu du bois se compose principalement de concentrations variées de cellulose, d'hémicellulose, de

Figure 6-7: PROCÉDÉS DE TRANSFORMATION DU BOIS



Source: États-Unis, Office of Technology Assessment, 1980, p. 64.

lignine et d'eau. La biomasse a généralement une faible densité énergétique par *masse* (DEM), autrement dit, on ne peut produire qu'une petite quantité d'énergie à partir d'une unité de masse. De même, la biomasse a une faible densité énergétique par *volume* (DEV). Il s'agit là d'un inconvénient parce que les combustibles à forte DEM (ou DEV) sont préférables à ceux à faible DEM (ou DEV) en raison de leur plus grande facilité de stockage, d'expédition et de combustion. Ainsi, les importantes réserves de bois qui se trouvent dans des régions éloignées des agglomérations ou des centres de consommation ne sont pas économiquement exploitables à moins de les améliorer ou de les transformer en combustibles à forte DEM (ou DEV) avant de les expédier. Les principaux produits énergétiques qu'on peut tirer du bois et des déchets de bois sont le bois compacté et, comme il en a déjà été question, le méthanol et l'éthanol. L'accroissement de la DEM et DEV constitue la formule la plus désirable parce que l'augmentation de l'efficacité de la combustion est en corrélation positive avec la croissance de la densité énergétique et la réduction de la teneur en eau; l'efficacité de l'échange thermique dans la chaudière dépend de la quantité du gaz produit à partir d'un volume ou d'une masse donné de bois et de la teneur en eau du combustible.

On trouvera au tableau 6-4 les valeurs de la densité énergétique par masse et par volume du bois brut et du bois compacté. Ces données montrent que la densification du bois transforme cette matière en une substance supérieure aux matières premières brutes pour ce qui est du pouvoir calorifique par unité de volume. La figure 6-8 établit la teneur énergétique typique de la biomasse par rapport à la teneur en eau.

Le premier brevet de densification, délivré en 1880, décrivait un procédé par lequel la sciure de bois (ou un autre déchet du bois) était chauffée à 150° F et, au moyen d'un marteau-pilon à vapeur, tassée à la «densité du charbon bitumineux». On a délivré depuis lors un certain nombre de brevets relatifs à des procédés analogues. Toutefois, en règle générale, on retrouve présentement sur le marché cinq procédés de densification de la biomasse, l'agglomération en modules et en cubes, l'extrusion, le briquettage et le laminage par compression.

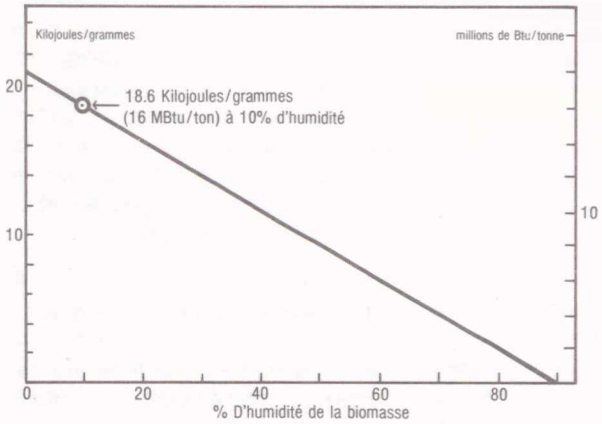
Tableau 6-4: DENSITÉS ÉNERGÉTIQUES DES DIFFÉRENTS COMBUSTIBLES, PAR MASSE ET PAR VOLUME

Combustible	Teneur en eau (%)	Densité (g/cm³)	Chaleur de combustion[a] Par masse (DEM) (kj/g)	Chaleur de combustion[a] Par volume (DEV) (kj/cm³)
Bois	10	0.6	18.6	11.2
Bois pressé	10	1.0	18.6	18.6

[a] Les valeurs indiquées représentent une gamme de valeurs propres à chaque combustible.

Source: D'après Reed et Bryant, 1978, p. B-2.

Figure 6-8: SENSIBILITÉ DE LA TENEUR ÉNERGÉTIQUE PAR RAPPORT À LA TENEUR EN EAU DU BOIS



Source: D'après Reed et Bryant, 1978, p. B-5.

Selon la matière première et son niveau de compacité, la biomasse dense peut être imperméable. Toutefois, pendant son stockage, il serait préférable de ne pas l'exposer à l'eau surtout si elle a une forte teneur en papier. En raison de leur faible teneur en eau, les combustibles compactés ont une lente biodégradation et peuvent être stockés pendant longtemps, pourvu qu'ils soient secs. Les boulettes tirées de la biomasse constituent un combustible satisfaisant pouvant être brûlé dans des chaudières à grille fixe, soit comme supplément ou substitut du charbon.

Le combustible tiré de la biomasse compactée ne possède pas deux des avantages du charbon, soit des réserves concentrées et une infrastructure industrielle établie; il ne comporte pas non plus certains de ses inconvénients, tels que les émissions de soufre, la dégradation environnementale résultant de l'extraction à ciel ouvert et la génération de la silicose du mineur. Bien que toute étude de marché visant à comparer le combustible tiré de la biomasse au charbon dépende énormément de l'emplacement et du moment retenus, il semble que le combustible tiré de la biomasse détienne un avantage économique dans les régions riches en biomasse mais dépourvues de charbon. De plus, il semble que dans les procédés industriels ou des services nécessitant une réduction de la teneur en soufre, le combustible tiré de la biomasse soit préférable au charbon.

La technologie de la combustion des produits du combustible tirés de la biomasse, considérés comme supplément ou substitut du charbon, est bien développée. Les chaudières à suspension et écarteur chauffées au charbon peuvent brûler du combustible tiré de la biomasse sans qu'il faille beaucoup les modifier. Les chaudières conçues expressément pour brûler du bois—les chaudières à combustion sur lit fluidisé, les petites chaudières à tubulures, les chaudières à écorce et les chaudières à vortex—peuvent être chauffées au moyen des combustibles tirés de la biomasse compactée et on les trouve sur le marché sous différentes capacités.

Il n'est ni pratique, ni économique de substituer le combustible tiré de la biomasse au gaz ou au mazout dans les chaudières actuelles. Toutefois, le combustible tiré de la biomasse est une matière première avantageuse sur le plan de la gazéification à pouvoir calorifique faible à moyen. Le gaz ainsi produit peut servir à produire de la chaleur utile et servir de combustible dans les installations à gaz ou à mazout auxquelles il ne faudrait apporter que des modifications techniques mineures. Étant donné que les gazéifications donnent le meilleur rendement avec une matière première uniforme, dense et propre, il se peut que le combustible tiré de la biomasse soit préférable au charbon ou à la biomasse non transformée.

Le combustible tiré de la biomasse pourrait également servir à alimenter des systèmes de chauffage central résidentiels, commerciaux ou industriels, des poêles à bois hermétiques, des moteurs à combustion externe, des foyers et des grils extérieurs. Il pourrait de même produire de l'huile de pyrolyse et du charbon de bois à haute densité. En résumé, le procédé de densification de la biomasse s'avère prometteur pour la production d'un combustible sec, uniforme, facile à stocker et à expédier, combustible pouvant être tiré de la multitude de déchets que déversent non seulement l'industrie forestière mais également les secteurs de l'agriculture et de l'alimentation.

CONCLUSION

Le Comité est d'avis que le Canada bénéficierait certainement d'une exploitation plus intensive de ses ressources forestières et que le procédé de densification représente l'une des façons de transformer le bois en un combustible plus avantageux et polyvalent.

RECOMMANDATION

Étant donné que la technologie de la densification est présentement disponible et déjà exploitée à certains endroits, le Comité recommande d'encourager l'essor de l'industrie de la densification du bois et d'axer la recherche et le développement sur l'amélioration des technologies de combustion et sur la création d'utilisations et de marchés pour les produits de biomasse compactée.

Toutefois, certains environnementalistes sont de plus en plus préoccupés par la popularité grandissante du bois en tant que combustible résidentiel plutôt qu'industriel. De l'oxyde de carbone, des fumées et des matières organiques polycyclique (MOP) se dégagent des poêles à bois et des feux ouverts. Dans une ébauche de document préparée par Battelle à l'intention de la Environmental Protection Agency (EPA) aux États-Unis et portant sur la combustion du bois à des fins industrielles et commerciales, on peut lire que:

> ...il se dégage des poêles à bois à faible température des émissions atmosphériques plus dommageables que des installations plus importantes dont le fonctionnement nécessite une température et une turbulence plus élevées...il se peut que les petits poêles à bois qu'on retrouve dans les maisons dégagent dans l'atmosphère plus de matières organiques polycycliques que des chaudières à bois commerciales et industrielles... (Budiansky, 1980, p. 770)

Par conséquent, il y a danger qu'une utilisation résidentielle accrue du bois ait des conséquences fâcheuses sur le plan environnemental. Les matières organiques polycycliques qui s'échappent des poêles à bois et des feux ouverts renferment du benzo(a)pyrène et d'autres agents cancérigènes ou soupçonnés de l'être et peuvent ainsi constituer un danger pour la santé et un risque de cancer dans certaines régions.

> On admet actuellement que le bois est une importante source de pollution de l'air. La région de Vail, au Colorado, et de nombreuses communautés du New Hampshire et du Vermont (surtout dans les vallées exposées aux substances particulaires) ont déjà dû faire face au problème que posent la fumée et le brouillard qui se dégagent des poêles à bois de plus en plus répandus. (Budiansky, 1980, p. 769)

CONCLUSION

Le Comité considère que l'usage accru du bois de chauffage dans les maisons en tant qu'énergie renouvelable de remplacement du pétrole représente une bonne façon de sensibiliser les gens à leur consommation énergétique et d'aider les Canadiens à comprendre l'importance de la conservation de l'énergie. Cependant, le Comité est préoccupé par les dangers que pose l'usage accru du bois de chauffage dans les maisons, surtout dans les centres urbains.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande d'entreprendre immédiatement une étude des conséquences de la combustion du bois pour la qualité de l'air dans les zones urbaines. Cette étude devrait être réalisée avant de recommander une intensification de l'utilisation du bois de chauffage dans les centres urbains.

RECOMMANDATION

Il faudrait réviser les règlements de sécurité en matière d'incendie et, au besoin, les rendre plus sévères afin d'éviter que l'utilisation des poêles à bois et feux ouverts entraîne une augmentation tragique des incendies dans les foyers utilisant le bois de chauffage.

B. GAZÉIFICATION

Le bois exposé à la chaleur commence d'abord par s'assécher, puis il se décompose (pyrolyse) en une variété de composés qui dépendent de la température, de la vitesse de chauffage, de la présence ou de l'absence d'oxygène. Le bois comme tel ne brûle pas, ce sont plutôt les produits dégagés par pyrolyse qui présentent cette caractéristique. Si la pyrolyse se fait dans un milieu très oxygéné, les produits qui en découlent se consomment complètement pour former principalement du gaz carbonique (CO_2) de l'eau et des cendres. Dans le cas contraire, les produits gazeux obtenus par pyrolyse se composent principalement d'oxyde de carbone (CO), d'hydrogène (H_2) et d'un peu de gaz carbonique, mieux connus sous le nom de gaz synthétique.

La gazéification du bois obtenue par pyrolyse présente des avantages importants puisque le procédé permet de transformer des matières premières encombrantes et difficiles à manipuler en des combustibles d'utilisation souple. Le gaz synthétique ainsi obtenu peut facilement se transporter par canalisations. Il peut servir à alimenter les systèmes utilisant actuellement des combustibles fossiles ou il peut être brûlé dans le but de produire de l'électricité. De plus, la composition chimique d'un gaz peut être rectifiée par un apport d'hydrogène afin d'obtenir le rapport approprié de carbone et d'hydrogène qui permet de synthétiser efficacement le méthanol.

RECOMMANDATION

Le Comité croit que, dans le cadre de la recherche et du développement portant sur la biomasse, on devrait d'abord financer les études relatives à la technologie de gazéification de la biomasse parce que cette technologie offre la possibilité d'utiliser plus efficacement le bois (et les autres matières premières de la biomasse) pour alimenter les systèmes utilisant habituellement les combustibles fossiles et parce qu'elle constitue le dernier chaînon de la technologie de synthèse du méthanol à partir de la biomasse, technologie qui devrait faire l'objet d'améliorations jusqu'à ce qu'elle permette la commercialisation de ce carburant alcoolisé comme option de remplacement.

4. LA TOURBE

A. COMPOSITION DE LA TOURBE

La tourbe est formée de substances organiques partiellement pourries et, même si une faible partie de ses constituants provient des plantes aquatiques, d'algues ou de roseaux, elle se compose principalement de mousse de sphaigne. La formation de la tourbe est un processus très lent qui est caractérisé par la décomposition de la végétation morte en milieu anaérobie (milieu privé d'oxygène). Toutes les tourbières du Canada se sont formées depuis la dernière ère glaciaire, soit depuis environ 10,000 ans.

Les tourbières diffèrent des autre terrains marécageux en ce qu'elles doivent la quasi-totalité de leur humidité aux eaux de pluie. Leur surface présente un tapis ininterrompu de mousse de sphaigne qui peut être recouvert d'une couche d'herbe, d'arbrisseaux et même parfois d'arbres. Les tourbières du Canada peuvent s'étendre sur des dizaines de kilomètres, mais elles sont habituellement beaucoup plus petites.

Les tourbières sont formées de plusieurs couches. La première couche est principalement constituée de tourbe formée de végétation vivante tandis que la deuxième se compose d'une tourbe très jeune dont la structure est lâche au point de permettre d'identifier les formes de la végétation morte qui lui ont donné naissance. La troisième couche peut varier en épaisseur mais, plus elle est épaisse, plus la tourbe devient foncée et dense jusqu'à ce qu'elle présente la couleur noire et la consistance spongieuse d'une tourbe formée depuis longtemps.

A toutes les étapes de sa formation, la tourbe contient environ 95% d'humidité. Même si cela peut sembler étonnant, ceci signifie donc que la tourbe compte moins de matières solides que le lait. Sa haute teneur en eau a toujours constitué le principal désavantage que présentait son exploitation intensive en tant que source d'énergie.

Étant donné que la tourbe ne se forme qu'à la surface de la terre et qu'elle n'est pas profonde, il est peu probable que son extraction cause des problèmes

écologiques aussi importants que ceux qui découlent de l'exploitation minière à ciel ouvert. Il est cependant nécessaire de faire preuve de grande prudence pendant et après l'extraction de la mousse et de faire en sorte que la tourbière ne se transforme pas en marécage boueux. D'autres pays font l'extraction de la tourbe depuis longtemps et nous avons la chance d'avoir accès à de précieux renseignements en ce qui concerne la mise en valeur des tourbières. Gérées efficacement, les tourbières épuisées pourraient devenir des terres agricoles ou des plantations énergétiques (figure 6-9). Il est donc essentiel que la récupération de la tourbe se fasse uniquement après avoir obtenu l'assurance que la tourbière épuisée sera pertinemment mise en valeur.

Exploitation d'une tourbière pour la production d'énergie

Avant d'offrir de la tourbe utilisable, les tourbières doivent avoir atteint une étape de croissance assez avancée et, avant que la production puisse aller de l'avant, elles doivent faire l'objet de travaux de préparation qui peuvent durer plusieurs années. Il faut d'abord examiner soigneusement la tourbière afin de déterminer la quantité et la qualité de la tourbe qu'elle offre et d'établir les meilleures façons de la drainer ainsi que la facilité avec laquelle des routes ou des voies ferrées d'accès à cette ressource pourraient être construites.

Le drainage constitue la deuxième étape. Étant donné que la tourbe se compose d'eau à 95%, il est tout à fait impossible qu'à son état naturel elle puisse supporter l'équipement nécessaire à son exploitation. C'est pourquoi il faut en retirer le plus d'humidité possible. Le creusage de fossés de drainage représente la première étape du processus qui, afin de favoriser un meilleur écoulement de l'eau, se poursuit par l'approfondissement de ces fossés au fur et à mesure que la tourbière se raffermit. Il faut normalement de cinq à sept ans avant de parachever cette étape. La teneur de la tourbière en humidité est alors de 90%. Cette amélioration peut sembler insignifiante mais, en fait, elle contribue à réduire d'environ 50% la teneur en humidité de la tourbe elle-même. La tourbe, qui contient 95% d'humidité, se compose proportionnellement de 1 partie de solides pour 19 parties d'eau tandis que la tourbe qui contient 90% d'humidité se compose proportionnellement de 1 partie de solides pour 9 parties d'eau.

Le nivellement est l'étape qui suit le drainage. Le nivellement assure le séchage final de la tourbe et permet de la manutentionner avec le maximum d'efficacité.

Enfin, il faut installer à la surface de la tourbière un réseau de voies ferrées légères, ce qui facilitera la manutention et le transport de la tourbe. Étant donné toutes ces étapes et que l'épaisseur de la tourbe retirée annuellement ne dépasse pas quelques pouces, on peut dire que l'exploitation commerciale d'une tourbière peut durer plusieurs décennies.

La tourbe récupérée se commercialise sous trois formes différentes. Les pains de tourbe sont formés par des pelles découpeuses qui extraient la tourbe à toutes les profondeurs de la tourbière, la mélangent et la forment en pain. Tous les pains sont de qualité comparable et peuvent concurrencer les autres combustibles indutriels sur les marchés. La tourbe broyée est raclée à la surface de la tourbière sous forme de poudre grossière. Une fois sèche, cette poudre peut être brûlée dans les centrales ou façonnée en briquettes. Les briquettes sont des petits blocs de tourbe broyée très compacte dont la qualité est étroitement surveillée pendant le processus de mise en briquette qui ne peut présenter que de faibles variations au niveau de la densité, de la teneur en humidité et en cendres. On utilise environ 20% de l'énergie produite par la tourbe pour former les briquettes qui servent principalement au chauffage résidentiel.

B. RÉALISATIONS INTERNATIONALES ET CANADIENNES

On estime que le poids des ressources mondiales de tourbe de plus de 50 cm d'épaisseur est de 145 milliards de tonnes sèches et que, d'un point de vue énergétique, elles équivalent à 63.5 milliards de tonnes de pétrole. La majorité des tourbières se trouvent en U.R.S.S. On trouve cependant des quantités considérables de tourbe dans d'autres pays et le Canada occupe le deuxième rang quant à l'importance de cette ressource (Tableau 6-5).

En Finlande, on retrouve un certain nombre de centrales qui utilisent la tourbe afin de produire de l'électricité, de la vapeur et de l'eau chaude pour le chauffage collectif. Les Finlandais prévoient que la tourbe leur permettra de produire de 5 à 10% de leurs besoins énergétiques totaux.

On estime que les Russes produisent plus de 6,000 MW à partir de la tourbe. A titre de comparaison, la centrale des chutes Churchill produit 5,225 MW pour répondre à environ 6% de la demande canadienne en électricité. De plus, les Russes produisent annuellement 4.5 millions de tonnes de tourbe destinée au chauffage résidentiel.

L'Irlande exploite actuellement 7 centrales électriques alimentées à la tourbe. Ces installations consom-

Figure 6-9: TOURBIÈRES D'AUJOURD'HUI, TERRES AGRICOLES DE DEMAIN

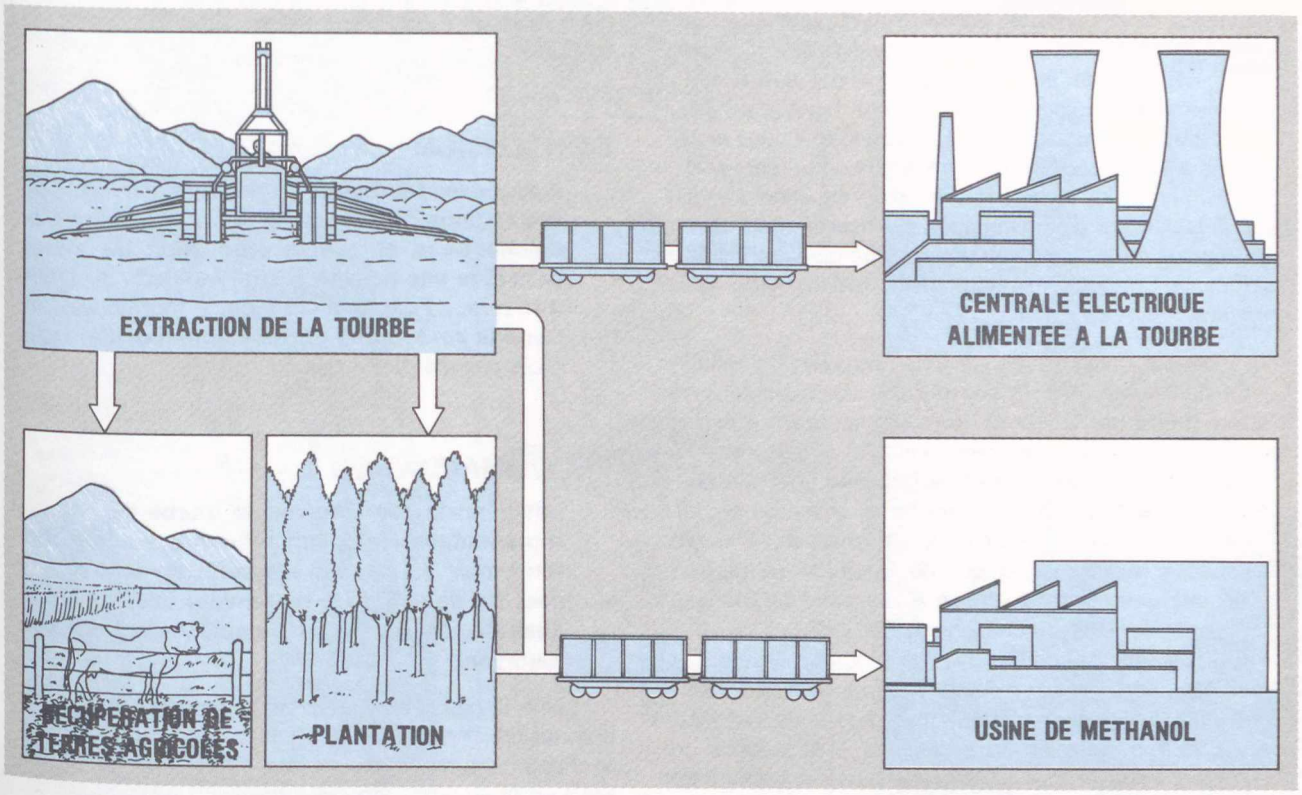


Tableau 6-5: RESSOURCES MONDIALES DE TOURBE

Pays	Milliards de tonnes de tourbe à 40 % d'humidité
U.R.S.S.[a]	147.4
Canada[b]	22.7
Finlande	16.3
États-Unis	12.7
Suède	8.2
Pologne	5.4
Allemagne de l'Ouest	5.4
Irlande	4.5

[a] Ressources découvertes; les ressources possibles sont d'environ 200 milliards de tonnes.
[b] Ces chiffres sont désormais considérés comme pessimistes.

Source: «Peat Facts» 1977.

ment environ 56 % de la production annuelle de tourbe du pays (environ 5 millions de tonnes par an) et produisent environ le tiers de l'énergie thermo-électrique. Si les Irlandais n'utilisaient pas la tourbe comme source énergétique, ils devraient débourser environ 60 millions de livres pour obtenir l'équivalent énergétique à partir des combustibles fossiles importés. Ajoutons que les exportations de tourbe (surtout pour l'horticulture) injectent annuellement 7 millions de livres dans l'économie irlandaise.

Les Irlandais orientent pour l'instant leurs travaux de recherche vers la conversion des tourbières épuisées en plantations énergétiques et mènent des expériences avec des clones hybrides de différentes espèces d'arbres à croissance rapide. Les espèces qui, jusqu'à présent, offrent le plus d'avantages sont les saules, les peupliers et les aulnes. On estime cependant que le rendement énergétique par superficie unitaire d'une plantation de biomasse n'équivaudra qu'au septième ou au huitième de celui que l'on obtient à partir de la tourbe broyée.

Les tourbières couvrent environ 12 % de la surface des terres canadiennes, c'est-à-dire qu'elles représentent 12 fois la superficie de l'Île de Terre-Neuve. La

plupart des tourbières se trouvent dans les régions septentrionales inaccessibles, mais on trouve dans les provinces de l'Atlantique, dans le sud du Québec et de l'Ontario, d'importants gisements de tourbe. Plusieurs régions du Canada, et plus particulièrement le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, ont tenté d'évaluer l'importance des ressources de tourbe mais il nous reste encore à établir tous les paramètres de cette ressource. L'utilisation de la tourbe à des fins de production d'énergie présente certains avantages, particulièrement dans les régions où les autres sources d'énergie sont insuffisantes. Le Canada n'extrait présentement la tourbe qu'à des fins horticoles.

Depuis quelques années, les Canadiens s'intéressent davantage à la tourbe comme combustible. Une étude menée au Nouveau-Brunswick et visant à établir la faisabilité d'une centrale chauffée à la tourbe et produisant de l'électricité et de la vapeur a révélé que, pour des centrales de taille identique, la tourbe coûtait moins cher que le pétrole ou le charbon. L'Hydro Québec a réalisé des études de faisabilité en rapport avec des centrales alimentées à la tourbe et songe à remplacer le diesel qui alimente sa centrale de l'Île d'Anticosti par du combustible tiré de la gazéification de la tourbe. Terre-Neuve exploite une tourbière afin d'étudier la faisabilité et le coût du ramassage et du transport de la tourbe sur l'île. On a procédé à des essais de combustion de tourbe à l'usine de pâtes et papiers de Grand Falls de la compagnie Price (Terre-Neuve). La province étudie également la possibilité de remplacer dans les communautés isolées les génératrices diesel de production d'électricité par des unités brûlant de la tourbe.

Il se peut que la lenteur qui caractérise la mise en valeur de la tourbe au Canada découle directement de notre manque de connaissances en la matière. Les pays européens, par contre, ont entrepris des travaux de recherche et de développement dans le domaine de la tourbe et offrent des programmes d'études universitaires qui portent sur le sujet. C'est la raison pour laquelle la technologie de récupération et d'utilisation de la tourbe est si avancée à l'échelle mondiale et presque inconnue au Canada.

CONCLUSION

Puisque les tourbières se trouvent souvent dans des régions du Canada économiquement moins développées et que la production de tourbe constitue une activité à forte intensité de main-d'œuvre, l'exploitation des tourbières du Canada peut fournir non seulement de l'énergie mais encore de l'emploi.

RECOMMANDATION

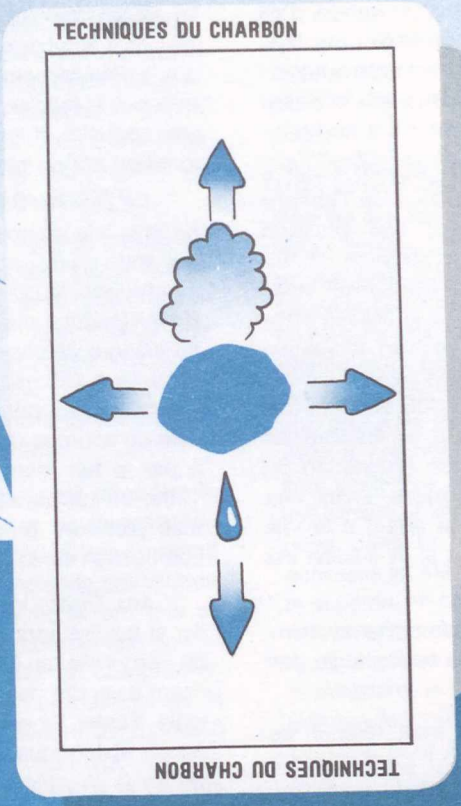
Les importantes réserves de tourbe du Canada représentent une option énergétique digne d'intérêt mais qui n'a pas été suffisamment examinée. On devrait donc déterminer exactement la quantité, la qualité et l'emplacement de ces réserves.

Si le Canada songe à utiliser le méthane en tant que combustible liquide transportable, il gagnerait beaucoup à orienter ses recherches vers la production du méthanol à partir du gaz synthétique dérivé de la tourbe.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que la recherche et le développement en matière de tourbe visent l'élaboration d'une technologie efficace de gazéification de la tourbe, ce qui augmentera la gamme des ressources de base dont dispose le Canada pour la production du méthanol en tant que carburant liquide utilisable en transport.

Techniques du charbon



1. TECHNOLOGIES DE COMBUSTION

A. COMBUSTION SUR LIT FLUIDISÉ (CLF)

La combustion sur lit fluidisé est une technologie qui permet une combustion plus efficace que celle réalisée dans des chaudières conventionnelles en utilisant une variété de combustibles et un matériel moins coûteux et en posant moins de problèmes environnementaux. La conception d'une chaudière CLF étant, dans une certaine mesure, indépendante des caractéristiques du combustible, il est possible de fabriquer en atelier des unités de grande capacité qui ne nécessiteront que peu d'assemblage à pied d'œuvre.

Une chaudière est un dispositif dans lequel on fait brûler un combustible pour produire de la vapeur. Dans toutes les chaudières (à l'exception des chaudières de centrales nucléaires) le combustible est brûlé en présence d'air et la chaleur qui se dégage sert à vaporiser et surchauffer un fluide caloporteur qui est presque toujours de l'eau. La vapeur ainsi produite peut ensuite servir à produire de l'énergie électrique ou de la chaleur utilisée à des fins de chauffage industriel, commercial ou collectif. Le combustible est brûlé dans une chaudière qui remplit trois fonctions, à savoir celle de chambre de réaction, celle de chambre de refroidissement et enfin celle de zone d'élimination des cendres. Ces trois fonctions sont souvent incompatibles avec le refroidissement efficace des gaz de combustion. De plus, le ramassage des cendres s'effectue plus aisément si le combustible est brûlé en gros morceaux alors qu'un broyage fin favorise une combustion efficace. Dans une chaudière à lit fluidisé, la conception est telle qu'il n'y a pas d'incompatibilités fondamentales entre la combustion complète, le refroidissement des gaz et le ramassage des cendres.

Un lit fluidisé est une couche de particules solides que l'on agite en y faisant passer une colonne de gaz

dans le sens vertical. Ce gaz (de l'air en règle générale) se déplace à une vitesse suffisante pour agiter vigoureusement les particules solides sans les propulser à l'extérieur du lit fluidisé. Quand le lit se trouve dans cet état, il revêt un grand nombre des propriétés d'un liquide, d'où le terme «*fluidisé*». On ajoute le combustible dans le lit fluidisé pour l'y brûler et on extrait une fraction importante de la chaleur de combustion grâce aux surfaces conductrices en contact direct avec le lit.

Les gaz chauds de combustion peuvent servir à entraîner des turbines à gaz pour produire de l'énergie électrique. On peut même maintenir une pression atmosphérique dans la chambre de combustion (lit fluidisé atmosphérique—LFA) ou encore pressuriser cette dernière (lit fluidisé pressurisé—LFP). Le lit fluidisé pressurisé pose plus de problèmes sur le plan technique mais il permet de réduire les dimensions de la chambre de combustion et par le fait même les coûts en immobilisations. Des essais laissent à penser que les lits fluidisés pressurisés permettent une plus grande élimination du soufre que les lits fluidisés atmosphériques. Enfin, une turbine à gaz utilisée dans un système alliant à la fois gaz et vapeur est plus efficace quand le lit fluidisé est pressurisé.

La combustion sur lit fluidisé comporte certains avantages bien précis par rapport à la technologie des chaudières conventionnelles:

- En ajoutant du calcaire au lit, on peut réduire les émissions d'anhydride sulfureux (SO_2) à un moindre coût qu'avec toute autre solution de remplacement.

- Les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) sont moins importantes en raison des températures de combustion moins élevées qui caractérisent les unités de combustion sur lit fluidisé.

- Le charbon et les autres combustibles brûlent plus rapidement dans un lit fluidisé et la chaleur passe dans les tubes de la chaudière plus rapidement et plus uniformément que dans les chaudières conventionnelles.

- Le positionnement et la disposition serrée des tubes de la chaudière rendent plus compactes les unités à lit fluidisé.

- Les chaudières à combustion sur lit fluidisé peuvent brûler à peu près n'importe quelle sorte ou grosseur de charbon ainsi qu'une grande variété de combustibles comme les copeaux de bois, les ordures combustibles, les boues municipales, les déchets agricoles, le schiste bitumineux et les fractions de pétrole.

- Les coûts en immobilisations concurrencent ceux des chaudières conventionnelles à combustibles solides.

Les principes de la technologie de la combustion sur lit fluidisé sont bien connus et ses avantages et problèmes sont assez bien compris. Des chaudières à lit fluidisé pressurisé servant à la production d'énergie électrique se trouvent au stade de l'installation pilote avancée et il semble certain qu'elles s'avéreront réalisables sur le plan technique. En Amérique du Nord, la combustion sur lit fluidisé sert présentement dans les chaudières, séchoirs et incinérateurs à pression atmosphérique que l'on retrouve sur le marché.

La Grande-Bretagne s'est intéressée de façon sporadique à la combustion sur lit fluidisé jusqu'en 1974 où, à la suite d'une importante étude sur l'industrie nationale du charbon, le gouvernement a autorisé le National Coal Board (NCB) à mettre en œuvre un «Plan for Coal» (Plan en matière de charbon), plan qui porterait la production annuelle à 136 millions de tonnes et qui vise à substituer le charbon au pétrole et au gaz dans la gamme nationale de sources d'énergie. La combustion sur lit fluidisé a par le fait même connu un regain de faveur et, en 1980, on retrouvait en usage quotidien dans les industries plusieurs prototypes de chaudières utilisant une combustion sur lit fluidisé.

Aux États-Unis, les recherches sur la combustion sur lit fluidisé sont bien avancées et Johnston Boiler Co. de Ferrysville, au Michigan a déjà reçu un permis l'autorisant à vendre des chaudières incorporant cette technologie. Foster Wheeler Energy Corporation a récemment conçu et fabriqué pour le compte de Georgetown University à Washington, D.C., un générateur de vapeur d'une capacité de 12.6 kg/s (100,000 lb/h) en utilisant la combustion sur lit fluidisé. Ce générateur brûle du charbon à haute teneur en soufre depuis le milieu de 1979 dans une zone à forte densité de population tout en respectant des règlements rigoureux en matière d'émissions d'agents polluants.

Le ministère de l'Énergie des États-Unis finance des recherches tant sur les chaudières à lit fluidisé atmosphérique que sur les chaudières à lit fluidisé pressurisé. Dans le cadre de ce programme une installation pilote de chaudière à lit fluidisé atmosphérique de 20 MW est exploitée à Rivesville, en Virginie de l'Ouest, par Monangahela Power Co. depuis 1976. Le projet vise à la mise au point d'un procédé de brûlage de charbon à haute teneur de soufre qui soit acceptable sur le plan environnemental. Le Ministère a adjugé cinq autres contrats pour la conception, la construction et les essais de chaudières ou appareils de chauffage à combustion sur lit fluidisé incorporant une chambre de combustion à lit fluidisé atmosphérique. Le ministère de l'Énergie des États-Unis encourage en outre Curtiss-Wright Corp. à concevoir, construire, exploiter et évaluer une installation pilote à combustion sur lit fluidisé pressurisé de 13 MW et chauffée au charbon. Au cours de l'année financière 1980, les fonds consacrés par le ministère de

l'Énergie des États-Unis à la recherche sur la combustion sur lit fluidisé se sont élevés à plus de $50 millions et on s'attend à ce que ces fonds dépassent $68 millions pour l'année financière 1981.

A la centrale Flingern de Dusseldorf, en Allemagne de l'Ouest, on a entrepris une expérience de vaste envergure sur la technologie de la combustion sur lit fluidisé. Des compagnies du groupe Deutsche Babcock ont conçu, construit et mis en service cette installation de 35 MW. La planification a été entreprise au début de 1978 et les essais ont commencé à la fin de 1979.

Dans le cadre des activités de l'Agence internationale de l'énergie, le Royaume-Uni, les États-Unis et l'Allemagne de l'Ouest collaborent à la construction d'une installation de combustion à lit fluidisé pressurisé à Grimethorpe, dans le Yorkshire, en Angleterre. On a commencé à construire cette installation au cours de l'année financière 1977 et on s'attend à ce qu'elle soit terminée pendant l'année financière 1980.

La République populaire de Chine est peut-être le pays le plus avancé pour ce qui est de l'application pratique de la combustion sur lit fluidisé. C'est au début des années 60 que les Chinois ont entrepris des recherches sur cette nouvelle technologie et ils ont mis en service leur première chaudière à combustion sur lit fluidisé à Mouming en 1969. En 1980, on comptait en Chine plus de 2,000 chaudières à combustion sur lit fluidisé dont la capacité pouvait atteindre 50 tonnes à l'heure. Ces chaudières servent au chauffage communautaire, à des applications industrielles et à la production d'électricité et utilisent une grande variété de combustibles, dont certains à faible teneur comme les fines de schiste, les rebuts de lavage du charbon, l'anthracite en morceaux et le lignite.

Au Canada, on peut se procurer sur le marché de simples installations à combustion sur lit fluidisé depuis bientôt 15 ans. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (par l'intermédiaire de CANMET, Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie) parraine un programme de démonstration visant à promouvoir la technologie de combustion sur lit fluidisé sur une échelle de plus en plus grande dans des applications commerciales susceptibles d'en exploiter les avantages et à réduire les risques à un point où le financement par le secteur privé soit raisonnablement possible.

Les objectifs spéciaux que vise le programme de démonstration d'EMR sont les suivants: offrir au marché industriel un autre choix que celui du pétrole ou de gaz naturel; offrir une méthode permettant de brûler du charbon à haute teneur en soufre tout en limitant les émissions d'anhydride sulfureux (SO_2); offrir une technologie permettant d'utiliser des combustibles à faible teneur qui renferment un mélange quelconque d'humidité élevée, de quantités importantes de cendres et de faible réactivité; et offrir des procédés plus efficaces de conversion du charbon en électricité (Friedrich, 1980a, p. 8). On trouvera au tableau 6-6 les principaux éléments de ce programme.

Comme l'illustre le tableau 6-6, on procède présentement à l'installation de deux chaudières à lit fluidisé à la base des Forces armées canadiennes de Summerside (Île-du-Prince-Édouard). Les chaudières brûleront du charbon à 5% de teneur en soufre, charbon provenant de l'Île-du-Cap-Breton. La construction commencera en 1981 et on s'attend à ce que la première chaudière soit mise en service en 1982. Toutefois, le secteur industriel aurait besoin d'une chaudière plus grosse que celle prévue pour Summerside. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a offert son appui technique et financier à une équipe de concepteurs, de fabricants et d'utilisateurs pour la construction d'une telle chaudière dans un centre industriel. En ce qui concerne la production d'énergie électrique, il faudrait construire une chaudière à combustion sur lit fluidisé d'une capacité pouvant peut-être atteindre dix fois celle d'une chaudière industrielle. Il serait logique de construire une telle chaudière dans la région des Maritimes étant donné les richesses locales en charbon à haute teneur en soufre et la sujétion de cette région au pétrole étranger. En vertu de l'entente relative à la substitution du pétrole conclue entre le gouvernement du Canada et la Nouvelle-Écosse, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a défrayé le coût d'études sur le meilleur emplacement possible pour la construction d'une installation de 150 MW. On prévoit que ce projet sera terminé en 1988.

Le charbon en provenance de l'Ouest du Canada doit être lavé et séché avant qu'il puisse être exporté. Par le passé, le séchage se faisait par chauffage au gaz naturel. Toutefois, des règlements établis par le gouvernement de l'Alberta stipulent que les nouveaux séchoirs de charbon doivent être chauffés au charbon. Retenant la combustion sur lit fluidisé, on pourrait réaliser ce procédé en utilisant des rebuts de lavage du charbon plutôt que du charbon de qualité élevée. L'Alberta et la Colombie-Britannique produisent annuellement environ 6.4 millions de tonnes métriques (7 millions de tonnes courtes) de rebuts de lavage qu'il faut actuellement éliminer et qui pourraient servir à alimenter un séchoir à combustion sur lit fluidisé. En vertu d'un contrat que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a signé avec les fournisseurs de charbon de l'Alberta, ces derniers ont été chargés de l'étude de la conception et de la viabilité économique d'une installation de séchage à combustion sur lit fluidisé utilisant ces rebuts de lavage du charbon.

La main-d'œuvre et le financement nécessaires à ces activités sont affectés par l'intermédiaire de CANMET. On a prévu pour l'année financière 1980-1981 un total de 7.75 années-personnes et des fonds de

TABLEAU 6-6: PROJETS CANADIENS DE DÉMONSTRATION DE COMBUSTION SUR LIT FLUIDISÉ

Projet	Étape de réalisation	Date d'achèvement des travaux	Capacité de l'installation
1. CENTRALE DE CHAUFFAGE (BFA Summerside) Charbon et bois)	Conception 1re unité 2e unité	1981 1982 1985	20 tonnes vapeur/heure
2. CENTRALE À VAPEUR INDUSTRIELLE Charbon et peut-être bois	Proposition d'emplacement	1981 (environ)	100 tonnes vapeur/heure
3. CENTRALE THERMIQUE (Nova Scotia Power Commission) Charbon	Étude de l'emplacement Conception Démonstration	1981 1984 (environ) 1988 (environ)	150 MW (e)
4. SÉCHOIR À CHARBON (Luscar Ltd.) Rebuts de lavage du charbon	Étude Démonstration	1981 1983	
5. CYCLE COMBINÉ CLFP Centrale thermique (B.C. Hydro) Charbon	Conception Démonstration	1983 1988 (environ)	70 MW (e)
6. PROGRAMMES R & D Ministériels et contractuels	Se poursuivent		Projets pilotes et expérimentaux ainsi qu'études sur la combustion, les émissions et la métallurgie

Source: Lee *et al.*, 1980, p. 63.

$218,000 affectés aux projets de recherche et développement et aux projets de démonstration. De plus, on a prévu des contrats de l'ordre de $1,255,000. Dans le cadre du programme énergétique national, les dépenses du gouvernement fédéral sur les nouvelles technologies du charbon devraient atteindre $50 millions pour la période de 1980 à 1983, et $100 millions en 1984-1985, (Kelly, 1981, p. 76). La plus grande partie des fonds sera consacrée à la démonstration de la technologie de combustion sur lit fluidisé utilisée pour la production d'énergie électrique thermique en Nouvelle-Écosse.

CONCLUSION

La technologie de la combustion sur lit fluidisé offre le meilleur moyen de minimiser les émissions d'oxydes d'azote et de soufre dans les chaudières à charbon et de permettre la combustion efficace d'une grande variété de combustibles à faible teneur énergétique.

RECOMMANDATION

Le gouvernement fédéral devrait entreprendre une analyse détaillée du potentiel et des avantages de la combustion sur lit fluidisé dans le contexte canadien et déterminer le niveau de financement nécessaire pour tirer le plus grand parti de cette technologie. Cette analyse devrait porter entre autres sur le choix entre diverses technologies de la combustion sur lit fluidisé d'un point de vue économique et environnemental, sur l'utilisation de combustibles autre que le charbon et sur la nature des possibilités régionales.

B. MÉLANGE DE CHARBON ET DE MAZOUT

La hausse vertigineuse des coûts du pétrole a porté les gouvernements et les services d'utilité publique à s'intéresser à nouveau au brûlage des boues de charbon dans le mazout (mélange de charbon et de mazout—MCM) dans les centrales d'énergie électrique thermique chauffées au mazout. Quelques modifications mineures apportées aux chaudières suffisent pour réaliser ce procédé alors que la conversion au charbon comme seul combustible obligerait à faire d'importants changements. Montreal Engineering Company, dans une étude récente effectuée pour le compte de l'Association canadienne de l'électricité, a révélé que la conversion à 50% de 11 chaudières chauffées au mazout des services d'utilité publique des Maritimes entraînerait des économies annuelles de 5.25 millions de barils de pétrole,

(c'est-à-dire 14,400 barils par jour) (Montreal Engineering Company, 1979). L'emploi de mélanges de charbon et de mazout vaudrait aussi la peine d'être envisagé dans d'autres applications où le mazout est le seul combustible de chaudière utilisé, notamment les installations industrielles et commerciales, les systèmes de chauffage de quartier et les navires de haute mer.

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, par l'entremise du Programme de recherche sur l'énergie de CANMET, appuie de façon active les recherches sur le mélange de charbon et de mazout qui s'effectuent au Canada. Le programme MCM existe officiellement depuis 1977, année du lancement d'un programme de démonstration à Chatham (Nouveau-Brunswick) mis sur pied par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Un autre projet en cours vise à démontrer l'utilisation des mélanges de charbon et de mazout dans les hauts-fourneaux. CANMET poursuit ses programmes de recherche et de développement en collaboration avec d'autres organismes, notamment l'Association canadienne de l'électricité, l'Agence internationale de l'énergie, le Collège technique de la Nouvelle-Écosse, l'Ontario Research Foundation et le Saskatchewan Research Council. La valeur totale des contrats adjugés par CANMET dans le cadre du programme jusqu'à la fin de l'année financière 1980-1981, s'élève à $1,099,000 environ et les dépenses contractuelles prévues pour 1981-82 sont de $400,000.

La compagnie Scotia Liquicoal Ltd. de Halifax (Nouvelle-Écosse) a fait avancer la technologie de la combustion sur lit fluidisé de façon originale. La compagnie produit, à l'échelle expérimentale, un mélange de charbon et de mazout en utilisant un procédé d'agglomération sphérique mis au point par le Conseil national de recherches et pour lequel Scotia Liquicoal s'est vu accorder une licence. L'eau constitue jusqu'à 20% du mélange et la stabilisation est réalisée au moyen d'une agitation ultrasonique. Le produit qui en résulte est plus stable, moins visqueux et il brûle plus facilement que le mélange conventionnel de charbon et de mazout. La compagnie a engagé plus de $1.1 million dans le but de perfectionner le procédé pour pouvoir l'exploiter sur le marché d'ici la fin de 1981.

Agglomération sphérique dans les mélanges de charbon et de mazout

L'agglomération sphérique est une façon de séparer le charbon broyé de l'eau et des impuretés solides. On ajoute de l'eau et de l'huile au charbon injecté et on mélange vigoureusement le tout; l'huile enduit les particules de charbon qui se regroupent alors pour former des agglomérations sphérolitiques que l'on peut séparer des impuretés et de la plupart de l'eau au moyen d'un criblage.

Les avantages qu'il y aurait à poursuivre cette technologie dans la région des Maritimes sont évidents mais une telle stratégie susciterait moins d'intérêt dans la région du centre et dans l'Ouest du Canada où les autres types de production d'électricité relèguent au second rang les centrales chauffées au mazout.

RECOMMANDATION

La recherche et le développement dans le domaine de la technologie des mélanges de charbon et de mazout au Canada doivent s'accélérer dans la mesure du possible. Il faudrait mettre l'accent sur l'application rapide de cette technologie dans les provinces maritimes.

2. TECHNOLOGIES DE CONVERSION

Des molécules organiques très complexes et un rapport élevé carbone/hydrogène distinguent le charbon du pétrole. Par conséquent, en matière de conversion du charbon, on vise deux objectifs, soit la décomposition de la structure moléculaire complexe et la diminution du rapport carbone/hydrogène. On parvient à décomposer la structure moléculaire en l'exposant à une chaleur intense et à réduire le rapport carbone/hydrogène en enlevant le carbone du charbon ou en y ajoutant de l'hydrogène. La conversion du charbon peut servir à la production de combustibles gazeux ou liquides.

La gazéification du charbon est une technologie bien établie à laquelle bon nombre de pays ont eu recours de temps à autre. On a récemment mis au point de nouvelles techniques permettant de gazéifier économiquement et sur place le charbon souterrain avant de l'acheminer aux pipe-lines en surface. Les ressources en charbon canadien étant concentrées dans l'Ouest du Canada où l'on trouve d'immenses réserves de gaz naturel, il ne serait pas économique de poursuivre la gazéification du charbon au Canada.

CONCLUSION

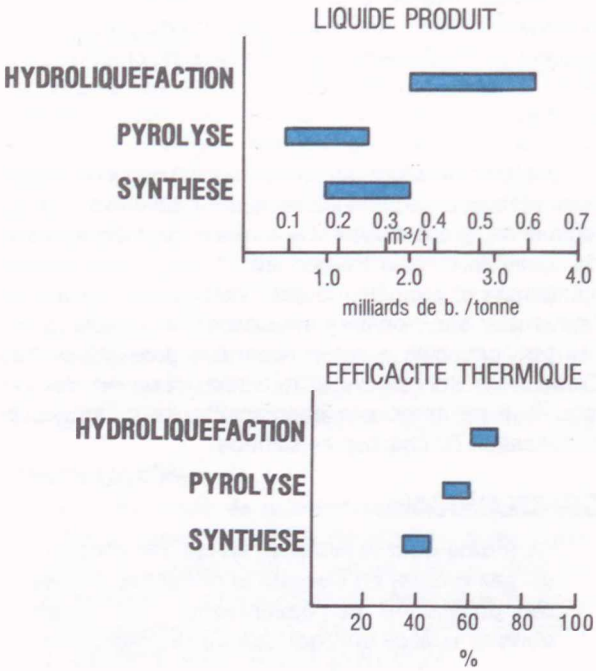
Du moins pour le reste du siècle, les ressources de gaz naturel du Canada éliminent la nécessité de poursuivre la gazéification du charbon comme source énergétique de remplacement.

Toutefois, la dérivation sur une grande échelle de combustibles liquides à partir du charbon constitue pour le Canada une toute autre question qu'il faut sérieusement analyser en tant que stratégie énergétique à moyen terme. La liquéfaction du charbon par synthèse, après sa gazéification, s'est avérée une technique réali-

sable. La preuve en a été faite tout récemment aux complexes SASOL I et II en Afrique du Sud. Divers autres procédés d'hydroliquéfaction font présentement l'objet d'essais. En règle générale, la faisabilité technique de la liquéfaction du charbon est bien établie. On peut réaliser la liquéfaction du charbon grâce à trois principaux procédés, soit l'hydroliquéfaction, la pyrolyse et la synthèse, mais aucune technique ne s'est à ce jour montrée supérieure aux autres.

L'hydroliquéfaction s'obtient dans une bouillie à des températures et des pressions élevées et grâce à un catalyseur. On ajoute l'hydrogène directement au mélange ou par le biais d'un solvant riche en hydrogène afin de produire un produit liquide que l'on peut alors distiller pour obtenir une variété de combustibles. Le choix du catalyseur détermine dans une certaine mesure le liquide produit. Par exemple, il est possible de produire d'importantes quantités d'essence en utilisant du chlorure de zinc. Ce procédé a toutefois un gros inconvénient, quel que soit le catalyseur retenu: les impuretés et les grosses molécules lourdes du charbon contaminent rapidement les catalyseurs qui sont difficiles à régénérer et coûteux à remplacer. Comme le montre la figure 6-10, le procédé donne entre 0.35 et 0.65 mètre cube de liquide par tonne de charbon (2-4 barils/tonne) avec un rendement thermique se situant entre 60 et 75%. Il est évident que si on réussit à résoudre les problèmes technologiques rattachés à l'hydroliquéfaction, ce procédé constituera le meilleur dont nous disposions tant du point de la production liquide que du rendement thermique.

Figure 6-10: PRODUCTION LIQUIDE ET RENDEMENT THERMIQUE TYPES DES DIVERS PROCÉDÉS DE LIQUÉFACTION



Note: Le rendement thermique est le pourcentage d'énergie emmagasinée dans l'apport de charbon qui est récupéré dans les produits liquides.

Source: Taylor, 1979, p. 14.

Dans le procédé de la pyrolyse, la liquéfaction s'obtient si, au lieu d'ajouter de l'hydrogène à l'apport de résidus charbonneux, on y concentre du carbone. On obtient cette concentration par distillation—c'est-à-dire qu'on chauffe le charbon sous vide jusqu'à ce que ce dernier se décompose chimiquement. On se retrouve ensuite en présence de coke ou d'un produit riche en carbone et de goudrons, d'huiles et de gaz riches en hydrogène que l'on peut transformer facilement en combustibles. Les producteurs de coke métallurgique se servent présentement de la pyrolyse et les goudrons et huiles qu'ils retirent de ce procédé sont utilisés pour alimenter l'industrie pétrochimique. Toutefois la totalité du coke ne convient pas à une utilisation métallurgique et les résidus de la pyrolyse (au moins la moitié du charbon utilisé) n'ont aucune application industrielle pour le moment. Parmi les trois procédés, c'est la pyrolyse qui manifeste la plus faible production liquide, soit entre 0.1 et 0.28 m^3/tonne métrique (0.5-1.7 baril/tonne courte). Par contre, son rendement thermique qui est de l'ordre de 50 à 60% se situe entre celui de l'hydroliquéfaction et celui de la synthèse (Figure 6-10).

Dans le procédé de la synthèse, on procède d'abord à la gazéification du charbon et ensuite à la synthétisation de ces gaz en liquides. Ce procédé a été mis à l'essai en Allemagne avant la Seconde Guerre Mondiale. En Afrique du Sud, le complexe SASOL (South African Coal, Oil and Gas Co.), seule entreprise au monde à faire la transformation commerciale du charbon, fonctionne d'ailleurs selon ce procédé. Afin de faire réagir le charbon, on le soumet à un mélange de vapeur et d'oxygène caractérisé par de hautes températures et de fortes pressions afin d'en obtenir des gaz principalement composés d'oxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H_2). Au moment de la liquéfaction de ces gaz, il faut reformer les liens chimiques qui avaient été partiellement brisés au moment de la gazéification, ce qui rend le procédé pratiquement inefficace. La synthèse est avantageuse en ce sens qu'elle peut être réalisée à partir d'une vaste gamme de charbons et qu'elle produit des liquides de haute qualité. Si l'on désire, on peut même en tirer du méthanol. Le niveau de production liquide de la synthèse se situe entre 0.18 et 0.36 m^3/tonne métrique (1-2 barils/tonne courte) tandis que son rendement thermique est le plus faible des trois procédés et oscille entre 35 et 45%.

Les combustibles liquides se prêtent à un bien plus grand nombre d'utilisations que les combustibles solides et c'est pourquoi on envisage la liquéfaction du charbon. Le Canada, en raison de l'importance de ses ressources en charbon, pourrait être particulièrement intéressé à la liquéfaction du charbon comme moyen de substitution du pétrole. Toutefois, lorsqu'on se penche sur l'aspect économique de la liquéfaction du charbon, sur la technologie de transformation optimale et sur l'éventail des produits désirés, on se rend compte qu'il est très difficile de savoir si nous devons entreprendre un tel projet.

Les combustibles liquides tirés du charbon canadien ne concurrencent pas ceux qui sont tirés du pétrole brut ou des sables pétrolifères. On ne s'attend pas à ce que la situation change au cours des prochaines années tout simplement parce que le bitume qui provient des sables pétrolifères est chimiquement plus proche du produit synthétique visé que le charbon et parce que le procédé d'extraction est moins cher que l'extraction du charbon effectuée sur la même échelle. Même au rythme de consommation actuel, l'importante réserve de sables pétrolifères dont dispose le Canada pourra répondre à la demande intérieure d'hydrocarbures liquides pour plusieurs siècles à venir.

Les liquides tirés de la houille contiennent plus d'impuretés que les pétroles ordinaires mais ils contiennent souvent moins de soufre, de sorte que l'affinage et la combustion de ces produits sont, d'un point de vue écologique, moins dangereux que s'il s'agit de pétroles ordinaires. Nous ne pouvons cependant pas être tout à fait sûrs de ce que nous avançons. Avant de pouvoir faire des déclarations sur les répercussions environnementales de ces procédés, il faudrait savoir de quel procédé de liquéfaction il est question et connaître la nature physique et chimique du charbon utilisé dans ce procédé.

L'exploitation du charbon à grande échelle pour alimenter une usine de liquéfaction aurait de graves répercussions environnementales sur la région surtout si on décidait d'en faire l'exploitation à ciel ouvert. En 1975, l'exploitation de charbon à ciel ouvert avait touché un total d'environ 16,000 hectares de terre (40,000 acres) et 20% seulement de ces terres ont été recyclées. En 1979, on estime que le Canada a produit 33 millions de tonnes de charbon, soit une moyenne d'environ 90,400 tonnes par jour. Une usine de liquéfaction de capacité optimale, c'est-à-dire produisant environ 16,000 m^3/j, ou 100,000 barils/jour, de produits liquides, consommerait environ 30,000 tonnes de charbon par jour. Cela nécessiterait un effort de production accru et par conséquent une augmentation du rythme auquel il faudrait exploiter à ciel ouvert. L'exploitation du charbon à ciel ouvert, par opposition à l'exploitation souterraine, permet aux mineurs de travailler dans un milieu plus sain et moins dangereux et offre un plus haut pourcentage d'extraction du charbon à des coûts moins élevés. Avant de décider d'entreprendre la liquéfaction du charbon à grande échelle, il faut toutefois résoudre les problèmes de recyclage des terres et du drainage de l'acide des mines.

L'Afrique du sud est le seul pays au monde à exploiter des usines commerciales de liquéfaction du charbon. Le complexe SASOL I a produit ses premiers liquides tirés du charbon en 1951 et produit actuellement environ 8% de l'essence du pays au coût approximatif de $2 le gallon. En 1980, le complexe SASOL II est entré en exploitation et on prévoit la mise en exploitation du complexe SASOL III pour 1983. Les trois usines consommeront 28.8 millions de tonnes de charbon par année et répondront à 50% au moins des besoins en pétrole de l'Afrique du Sud. Il semble que, dans une perspective sud-africaine, le projet rapporte des profits marginaux en raison du faible coût de la main-d'œuvre mais nous doutons que le Canada puisse tirer profit d'une exploitation semblabe à moins d'augmenter considérablement le prix de son pétrole.

Dans le but de créer une industrie des combustibles liquides synthétiques aux États-Unis, des spécialistes, travaillant sous les auspices du ministère de l'Énergie effectuent présentement des recherches intensives. Des études se poursuivent également sur l'impact qu'ont les procédés de conversion du charbon sur l'environnement. Les résultats indiquent que tous les procédés comprennent la technologie nécessaire pour satisfaire aux normes existantes d'émissions. Tous les procédés semblent commercialement viables et le choix dépendra dans une large mesure des produits que l'on désire obtenir. Au cours de l'année financière 1979, le ministère de l'Énergie a fourni 218 millions de dollars pour le financement des projets de liquéfaction du charbon et, en 1981, ce montant devrait dépasser les 500 millions de dollars. Néanmoins, le programme américain s'est heurté à des difficultés considérables en essayant de mettre au point des technologies de conversion du charbon de la «deuxième génération» et plus efficaces. Les coûts du projet sont bien supérieurs à ce qu'on avait prévu et les progrès ont été plus lents qu'on ne s'y attendait.

Le ministère de la Science et de la Technologie de l'Allemagne de l'Ouest indique que les plans de production commerciale des usines de liquéfaction du charbon devraient être terminés d'ici la fin de 1981. En raison de l'importance des coûts d'extraction de leur charbon, les Allemands n'ont pas l'intention de faire une grande utilisation de la liquéfaction du charbon mais plutôt de développer une technologie mondiale de pointe en ce domaine. Les spécialistes allemands étudient présentement les possibilités de construire 14 usines pilotes de

raffinage du charbon à un coût de plus de $2 milliards mais ils prévoient qu'en 1990, le pétrole et le gaz produits à partir du charbon ne répondront qu'à 3% des besoins du pays.

Recherches sur la liquéfaction du charbon aux États-Unis.

Les objectifs du programme des États-Unis sont les suivants: (1) démontrer, avant la fin des années 80, qu'il est techniquement possible de produire commercialement des combustibles liquides et solides propres à partir du charbon, par au moins quatre procédés de liquéfaction directe (SCR-I, SRC-II, H-Coal, EDS); (2) mettre au point, avant la fin des années 80, de procédés indirects de liquéfaction qui permettraient de produire des combustibles liquides à partir de gaz synthétiques dérivés du charbon; et (3) favoriser la mise au point de procédés plus avancés de liquéfaction du charbon de la troisième génération qui pourraient faire l'objet d'une démonstration de viabilité commerciale pendant la période 1990-2000 (Department of Energy, États-Unis, 1980a, p. 74).

Les quatre procédés susmentionnés sont tous des procédés d'hydroliquéfaction. Deux usines pilotes respectivement de 6 et de 50 tonnes/jour mettent présentement à l'essai le procédé I de raffinage du charbon au solvant et le procédé II. Les spécialistes procèdent actuellement à la conception d'usines de démonstration technique de 6,000 tonnes/jour chacune (il y aura une usine pour chaque procédé). Dans une usine pilote de 600 tonnes/jour qui est entrée en exploitation au cours de l'année financière 1980, les spécialistes sont en train de mettre au point le procédé appelé H-Coal. Une autre usine pilote de 250 tonnes/jour qui est aussi entrée en exploitation au cours de l'année financière 1980 consacre ses activités à la mise au point du procédé Exxon Donor Solvent (EDS). Afin d'aider les chercheurs qui se penchent sur la production de liquides à partir de la synthèse du charbon, on procède actuellement à la conception et à la construction d'une petite usine pilote (100 barils/jour) de transformation du méthanol en essence fonctionnant d'après un procédé de Mobil.

En Grande-Bretagne, le National Coal Board vient de recommander la construction des deux usines pilotes de liquéfaction du charbon d'une capacité de 24 tonnes de charbon par jour chacune. Le coût de ces usines s'élèverait à $100 millions et serait défrayé conjointement par le NCB, British Petroleum et le ministère de l'Énergie. Ces projets visent à transformer la quasi-totalité du charbon en carburant de haute qualité pour les véhicules, en gaz de pétrole liquide et en gaz naturel synthétique.

Contrairement aux États-Unis, à l'Allemagne de l'Ouest et à la Grande-Bretagne, le Canada a limité ses engagements en matière de recherche sur la liquéfaction du charbon, au niveau des ressources humaines et financières.

> En 1976, par l'entremise de CANMET, le gouvernement fédéral a entrepris un programme continu par lequel il pouvait accorder des contrats à des organismes afin que ces derniers fassent des études sur les différents procédés de transformation du charbon en d'autres formes d'énergie. Certains organismes ont entrepris des études visant à évaluer l'applicabilité des différents procédés dans l'Ouest canadien, d'autres ont mené des études expérimentales sur les charbons de la Nouvelle-Écosse et sur les lignites de la Saskatchewan, des enquêtes sur la production électrolytique de coke pour l'industrie de l'aluminium selon le procédé de raffinage du charbon au solvant tandis que des études de base étaient menées dans divers milieux universitaires et scientifiques. Ces travaux ont permis au Canada d'approfondir ses connaissances techniques fondamentales et de se doter de spécialistes en la matière. CANMET vient d'entreprendre la construction d'installations expérimentales qui lui permettront de réaliser des recherches à l'échelle du laboratoire. (Taylor, 1979, p. 30)

On estime à $1,065,000 le total des dépenses gouvernementales sur la liquéfaction du charbon d'ici la fin de l'année financière 1980-1981 dans le cadre du programme et on prévoit des dépenses de $230,000 pour 1981-82. La valeur totale des contrats adjugés à l'industrie, aux instituts publics de recherche, aux experts-conseils et aux universités entre 1976 et à la fin de l'année financière 1980-81 est estimée à $1,418,000 et on prévoit un autre montant de $600,000 environ pour 1981-82.

En Colombie-Britannique, le gouvernement provincial vient de créer un Bureau de la liquéfaction du charbon dont le but sera de stimuler la recherche et le développement en matière de liquéfaction du charbon dans cette province. Cet organisme sous la direction de B.C. Hydro occupe d'ailleurs le premier rang parmi les organismes provinciaux de développement de la technologie de liquéfaction du charbon. En juin 1980, l'Energy Development Agency a entrepris des négociations visant à l'octroi d'un contrat de recherche préliminaire par lequel elle cherchait à établir si la production de pétrole à partir des gisements de charbon de Hat Creek était faisable. C'est la Fluor Corporation, compagnie responsable du complexe SASOL d'Afrique du sud, qui a obtenu le contrat. Le travail a été entrepris après que des entreprises japonaises et ouest-allemandes se soient montrées intéressées à la liquéfaction du charbon. Un consortium formé de B.C. Resources Investment Corporation, de Pétro-Canada et de Westcoast

Transmission étudie présentement les possibilités de mise en exploitation d'une usine de liquéfaction de charbon dans la province. Le gouvernement fédéral a cherché à encourager les investisseurs possibles en indiquant qu'il permettra l'exportation de certains dérivés obtenus par ce procédé.

En 1979, le Conseil de recherche de l'Alberta, en collaboration avec le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Alberta, a établi un groupe de travail qui a recommandé un plan à long terme de recherche provinciale sur le charbon et les sables pétrolifères. La recherche sur le charbon comprendra des études sur la liquéfaction, la gazéification souterraine et la technologie des lits fluidisés. Une partie des travaux sera exécutés par le secteur privé.

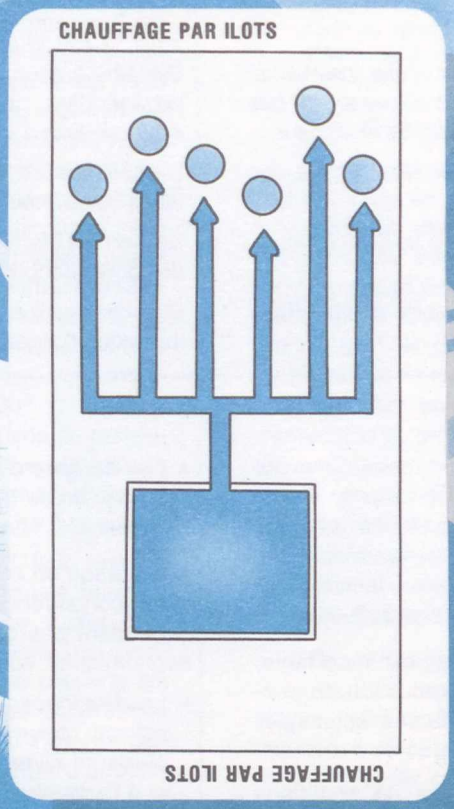
CONCLUSION

La liquéfaction du charbon ne correspond pas aux objectifs à long terme du Comité qui a l'intention d'éliminer les combustibles d'hydrocarbures de son répertoire énergétique. De plus, les ressources des sables pétrolifères de l'Ouest du pays et les sources d'énergie de remplacement pourront satisfaire aux besoins canadiens en combustibles liquides synthétiques des années 1980 et 1990 à coûts avantageux et à moindre effets dommageables sur l'environnement.

RECOMMANDATION

La liquéfaction du charbon ne devrait pas être adoptée comme option énergétique à long terme pour le Canada. Par contre, à court terme, un nombre limité de projets de liquéfaction du charbon dont les produits seraient principalement destinés aux marchés de l'exportation pourraient être acceptés, avec des contrôles environnementaux stricts, afin d'acquérir des devises étrangères, de créer de l'emploi pour la main-d'œuvre qualifiée, d'établir des connaissances technologiques et de constituer une source additionnelle de combustibles synthétiques pouvant être utilisés au Canada en cas d'urgence.

Chauffage par îlots



Le chauffage collectif par îlots est une technologie qui permet d'assurer le chauffage des locaux résidentiels, commerciaux et industriels à partir d'une installation centrale. Ce type de chauffage comporte deux éléments fondamentaux, soit une source de chaleur et un réseau de distribution de la chaleur sous forme d'eau chaude ou de vapeur. Au nombre des sources de chaleur, on retrouve les chaudières classiques, les incinérateurs de déchets et les centrales nucléaires. Le réseau de distribution se compose de tuyaux qu'on retrouve soit enfouis sous terre soit en surface, par exemple dans les régions où sévit le pergélisol, dans des «utilidors». (Dans les climats chauds, le refroidissement collectif est possible sur le plan technique grâce à l'acheminement d'eau froide aux clients). On peut obtenir la chaleur directement par combustion ou la récupérer comme sous-produit de la production d'électricité, ce dernier système «d'énergie et chaleur combinées» portant le nom de cogénération en Amérique du Nord. Ce système est connu sous le sigle anglais CHP (Combined Heat and Power).

La technologie en matière de chauffage collectif par îlots n'a pas connu le même cheminement en Amérique du Nord qu'en Europe (voir le tableau 6-7). L'Amérique du Nord a choisi de distribuer de la vapeur de centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles, ce qui constitue la façon la moins chère de fournir uniquement de la chaleur aux petits réseaux. La technologie européenne consistant à utiliser l'eau chaude en provenance de systèmes de cogénération est préférée quand il s'agit d'applications à plus grande échelle.

Tableau 6-7: COMPARAISON DES TECHNIQUES NORD-AMÉRICAINE ET EUROPÉENNE DE CHAUFFAGE COLLECTIF

Nord-américaine	*Européenne*
Système à fonction unique à partir d'une installation centrale de chauffage normalement alimentée au gaz ou au mazout qui produit uniquement de la chaleur.	Système à deux fonctions utilisant une installation de cogénération normalement alimentée au charbon pour produire à la fois chaleur et électricité.
La vapeur à haute pression ou l'eau très chaude sert généralement de fluide caloporteur	L'eau à basse température sert généralement de fluide caloporteur
Dessert surtout les établissements, à un coût élevé.	Dessert les établissements et les clients résidentiels à des coûts concurrentiels.
Satisfait environ de 1 à 2% des besoins de chauffage des locaux en Amérique du Nord.	Satisfait de 10 à 40% des besoins de chauffage des locaux en Europe.

Le chauffage collectif sera souvent meilleur marché que le chauffage particulier en raison de coûts en immobilisations généralement moins élevés, d'une meilleure combustion (encore meilleure dans un système de cogénération). On trouvera ci-après d'autres facteurs qui contribuent à rendre attrayant le chauffage collectif.

- Plus la centrale de chauffage collectif est importante, plus le coût unitaire afférent à la production de chaleur diminue, offrant ainsi d'importantes économies d'échelle.
- On peut brûler dans une chaudière de chauffage collectif du charbon de qualité inférieure ainsi que des rebuts municipaux (surtout dans des chambres de combustion sur lit fluidisé), ce qui réduit la dépendance du mazout en matière de chauffage.
- La pollution de l'air est minimisée grâce à une conception et à un entretien efficaces des brûleurs et par suite de l'installation de dispositifs pour combattre la pollution. On peut éliminer en grande partie les émissions d'anhydride sulfureux par une combustion sur lit fluidisé en utilisant le calcaire pour absorber le soufre.
- Il est plus facile de transporter et de manutentionner le combustible ainsi que d'éliminer les cendres que quand il s'agit de petites unités dispersées.
- Dans les édifices ainsi chauffés, l'espace qui aurait autrement été occupé par des chaudières, des réservoirs, etc., peut alors être utilisé à d'autres fins.
- L'achat et la livraison en vrac peuvent permettre de réduire les coûts du combustible.
- La chaleur peut provenir de centrales de cogénération dont le rendement énergétique est élevé.
- Étant donné que la combustion n'a pas lieu dans la résidence même, on y enregistre des niveaux de condensation beaucoup moins élevés.
- Les dangers d'incendie de maison sont moins grands puisqu'on ne trouve pas de combustibles sur les lieux desservis.

Lorsqu'on essaie de déterminer si le chauffage collectif concurrence le chauffage particulier, il ne faut cependant pas oublier de tenir compte des contraintes économiques, sociales et politiques.

- Le développement efficace d'un projet de chauffage collectif pourrait être gêné par la participation de plusieurs niveaux de gouvernement à la planification et à l'administration de ce projet.
- Les coûts de restructuration d'un quartier où se trouvent des résidences à chauffage particulier pourraient se révéler inabordables. Le chauffage collectif est très populaire en Europe en raison de la reconstruction d'après-guerre. En Amérique du Nord, l'application à grande échelle de cette technique pourrait, en conséquence, être réservée aux nouveaux projets de construction.
- Les réseaux de distribution collectif en superstructure peuvent être laids et faire l'objet d'actes de vandalisme.

L'Europe, la Scandinavie et l'Union soviétique ont adopté la technologie du chauffage collectif. Ces pays ont pu la réaliser pendant la reconstruction qui a suivi la deuxième guerre mondiale et y ajouter en fonction de la demande.

En 1978, selon des estimations approximatives, 600 compagnies ont distribué plus de 10 mtep (millions de tonnes d'équivalent pétrole) de chaleur à environ 1,000 réseaux de chauffage collectifs totalisant environ 9,000 km de tuyaux principaux. La République fédérale d'Allemagne a utilisé un peu plus de la moitié de cette chaleur, le Danemark un peu moins du tiers tandis que la France (10%), les Pays-Bas (3%), la Belgique (2%), l'Italie et le Royaume-Uni (0, 2-0, 3%) se sont partagé le reste.

Exploitation des systèmes de chauffage collectif

Dans presque tous les systèmes de chauffage collectif, la chaleur est acheminée par de l'eau chaude, bien que l'on se serve plutôt de vapeur en Amérique du Nord. L'eau ne coûte pas cher, n'est pas toxique et a une chaleur spécifique élevée, ce qui lui permet d'emmagasiner bien plus d'énergie thermique que ne le peuvent bon nombre d'autres liquides. L'eau bout à 100° C, à la pression d'une atmosphère (1 bar). Toutefois, la température à laquelle l'eau bout augmente sensiblement quant l'eau est pressurisée. Dans les installations modernes de chauffage collectif de type européen, les températures de l'eau et les pressions utilisées dépassent rarement 180° C et 10 bars, les températures étant en moyenne de 130° C. Comme l'eau se dilate en chauffant, le système de pressurisation doit pouvoir recevoir le surplus d'eau causé par cette dilatation. Un réservoir d'expansion se charge habituellement de cette fonction.

Dans les unités pressurisés il faut prendre certaines précautions pour prévenir une pression trop forte ou une dépressurisation subite. Des soupapes de sûreté servent à prévenir une pression excessive. Une perte subite de pression est de nature plus sérieuse. Les pertes de pression dues à une rupture accidentelle du système doivent être localisées à l'aide de robinets d'arrêt de sécurité. Il est également préférable de ne pas se servir d'oxygène dans le réseau afin de minimiser les problèmes causés par la corrosion et il faut «adoucir» l'eau qui y entre de façon à réduire la formation de tartre dans la chaudière et dans les canalisations de distribution.

La chaleur du fluide caloporteur est transmise aux usagers résidentiels ou commerciaux par des échangeurs de chaleur pouvant revêtir la forme de radiateurs conventionnels. L'eau qui retourne à la chaudière a perdu entre 40 et 60° C dans le circuit.

Qu'un service public demande un taux fixe à ses clients résidentiels ou industriels n'encourage pas ces derniers à économiser l'énergie. Par conséquent, on installe des compteurs chez la plupart des clients. Des chercheurs européens ont constaté que les clients disposant d'un compteur avaient réalisé des économies moyennes variant de 15 à 25% par rapport aux clients payant un taux fixe. Un compteur de chauffage collectif remplit sensiblement le même rôle qu'un compteur d'électricité mais il mesure et enregistre à la fois la température, et le volume d'eau utilisé, ce qui rend les prises de mesure plus coûteuses et plus sujettes à des erreurs.

La capacité totale des projets de chauffage collectif de la Communauté économique européenne est présentement de 50,000 MW. La capacité du Danemark est la plus élevée du monde occidental et représente 2,000 MW par million d'habitants. La densité de raccord au réseau collectif de la République fédérale d'Allemagne représente environ 20% de celle du Danemark. Les densités des autres pays de la Communauté sont inférieures à 100 MW par million d'habitants. (Davis et Cooling, 1979, p. 57).

Depuis les années 50, où les premières centrales ont été mises en service en Suède, le chauffage collectif n'a cessé de prendre de l'importance en Scandinavie. En 1978, la Suède comptait 53 zones résidentielles desservies par des centrales de chauffage collectif et 12 de celles-ci fournissaient non seulement le chauffage mais aussi l'électricité (Cogénération). En 1978, la capacité installée totale de chauffage collectif était de 10,000 MW au total, soit environ 1,25 kW par habitant pour l'ensemble du territoire. Le système de chauffage collectif de Stockholm vaut particulièrement la peine d'être cité étant donné qu'il est la centrale de cogénération la plus importante du monde occidental. Cette centrale comprend trois sous-groupes qui sont alimentés par des chaudières classiques temporaires et d'autres permanentes, ainsi que par des incinérateurs de rebuts.

Dans 20 agglomérations importantes de la Finlande près de 20% des édifices sont chauffés par chauffage collectif. En 1977, la demande était de 1,920 MW thermiques. Les centrales thermiques alimentées au combustible fossile ont produit, par cogénération, 810 MW tandis que le reste de la demande a été satisfait par des chaudières régionales à eau chaude. Les Danois considèrent que le chauffage collectif représente une option économiquement viable même pour les maisons de ferme individuelles ou les très petites agglomérations.

En France, le chauffage collectif assure 3% des besoins combinés des secteurs public, commercial et domiciliaire. Contrairement aux autres pays européens, les systèmes français emploient l'eau surchauffée pour le transfert de chaleur (quoique l'on se serve beaucoup de la vapeur à Paris). En Allemagne de l'Ouest on étudie présentement la possibilité de construire un réseau de chauffage collectif national et on s'attend à ce que la technologie de l'an 2000 soit assez évoluée pour permettre le transport de la chaleur sur de longues distances et ce, jusqu'à six heures après sa génération. La plus longue distance entre la centrale et le marché desservi est de 106 km et se trouve en Italie. En Autriche, les villes de Vienne et de Salzbourg sont alimentées par des projets de chauffage collectif de cogénération. A Prague, en Tchécoslovaquie, le chauffage collectif est un service d'utilité publique et compte 1,000 km de tuyaux.

L'U.R.S.S. est le plus important utilisateur de chauffage collectif au monde avec 50% des installations et 85% de la capacité totale. Les Russes prétendent qu'en

se servant de systèmes de cogénération, ils économisent 36 millions de tonnes de charbon par année, c'est-à-dire plus que la production annuelle de charbon du Canada.

Au cours des années 1970, les systèmes de chauffage collectif à vapeur produisaient environ 1% de la demande aux États-Unis. Les services d'utilité publique ont vendu environ la moitié de cette production tandis que le reste de cette chaleur était produite par les chaudières des édifices gouvernementaux, des campus universitaires, etc. D'importantes zones des centre-villes de New York, de Philadelphie, de Boston, de Détroit et d'autres villes sont desservies par des systèmes de chauffage collectif à vapeur qui s'alimentent directement de chaudières ou des condensateurs de turbines à vapeur.

Le chauffage collectif n'est pas pratiqué à grande échelle au Canada et, à l'exception du système-pilote à eau chaude de Charlottetown, les centrales existantes distribuent plutôt de la vapeur que de l'eau chaude. Il se peut que le plus vieux système de ce genre ait été établi à Winnipeg en 1924 au moment où on a décidé d'utiliser à des fins commerciales les sous-produits calorifiques engendrés par une centrale électrique auxiliaire alimentée par la combustion de charbon. Le système a fait l'objet de travaux d'expansion au cours des années 1950 puis des années 1960 et est présentement exploité par Winnipeg Hydro, service d'utilité publique qui appartient à la municipalité. En 1964, les systèmes de chauffage au gaz naturel sont apparus dans la ville et la centrale de chauffage collectif ne représentait plus un moyen concurrentiel de se chauffer. En 1978, la centrale desservait 232 clients du centre-ville.

Au début des années 1970, la ville de Toronto mettait en œuvre un projet d'intégration des systèmes de chauffage à vapeur de l'université de Toronto, du gouvernement de l'Ontario et de l'organisme local appelé Hospital Steam Corporation ainsi que celui de sa propre centrale de Pearl Street. C'est le besoin de réduire le niveau de pollution atmosphérique de la centrale de Pearl Street qui est à l'origine du projet. La ville avait alors l'intention de désaffecter peu à peu cette vieille centrale et d'en construire une nouvelle à l'aide des revenus provenant de l'expansion de la zone commerciale du centre-ville. Le processus d'intégration est présentement en cours et on a également l'intention d'inclure dans le réseau un incinérateur municipal de rebuts.

Dans le centre-ville de Montréal (Chemins de fer Nationaux), à Ajax, à London (Ontario), à Vancouver, à Charlottetown et à Inuvik, de plus petites centrales de chauffage collectif sont en exploitation. Le réseau d'Inuvik présente un certain intérêt puisque les tuyaux de transmission sont construits hors terre dans des corridors pour services d'utilité publique qui courent sur une distance de 8 km.

Les recherches canadiennes entreprises sur le sujet étaient parrainées par l'Office de conservation d'énergie d'Énergie, Mines et Ressources. En 1976 et 1977, ce Ministère a d'ailleurs financé de nombreuses études menées par des firmes d'experts-conseils. A Vancouver, Regina, Sarnia, Ottawa, Montréal, Halifax, Edmonton, Toronto, London, Charlottetown et Summerside, on effectue présentement d'autres études visant à déterminer la faisabilité des projets d'expansion des centrales existantes ou des projets d'installations de nouvelles centrales.

En janvier 1981, les gouvernements du Canada et de l'Ontario et la ville d'Ottawa ont signé une entente par laquelle ils convenaient de construire 197 maisons sur les Plaines LeBreton qui seraient chauffées par chauffage collectif. A l'origine, la centrale de chauffage fonctionnera au gaz naturel. On s'attend cependant qu'après la mise en service de celle-ci on pourra substituer au gaz naturel d'autres combustibles. La distribution de chaleur se fera par eau chaude et non par vapeur et, bien que les coûts de chauffage seront partagés également par tous les locataires, chaque résidence sera munie d'un débitmètre et d'un thermomètre. C'est la ville d'Ottawa qui sera propriétaire qui veillera à l'exploitation des installations de chauffage collectif; son démarrage est prévu pour la fin de 1981.

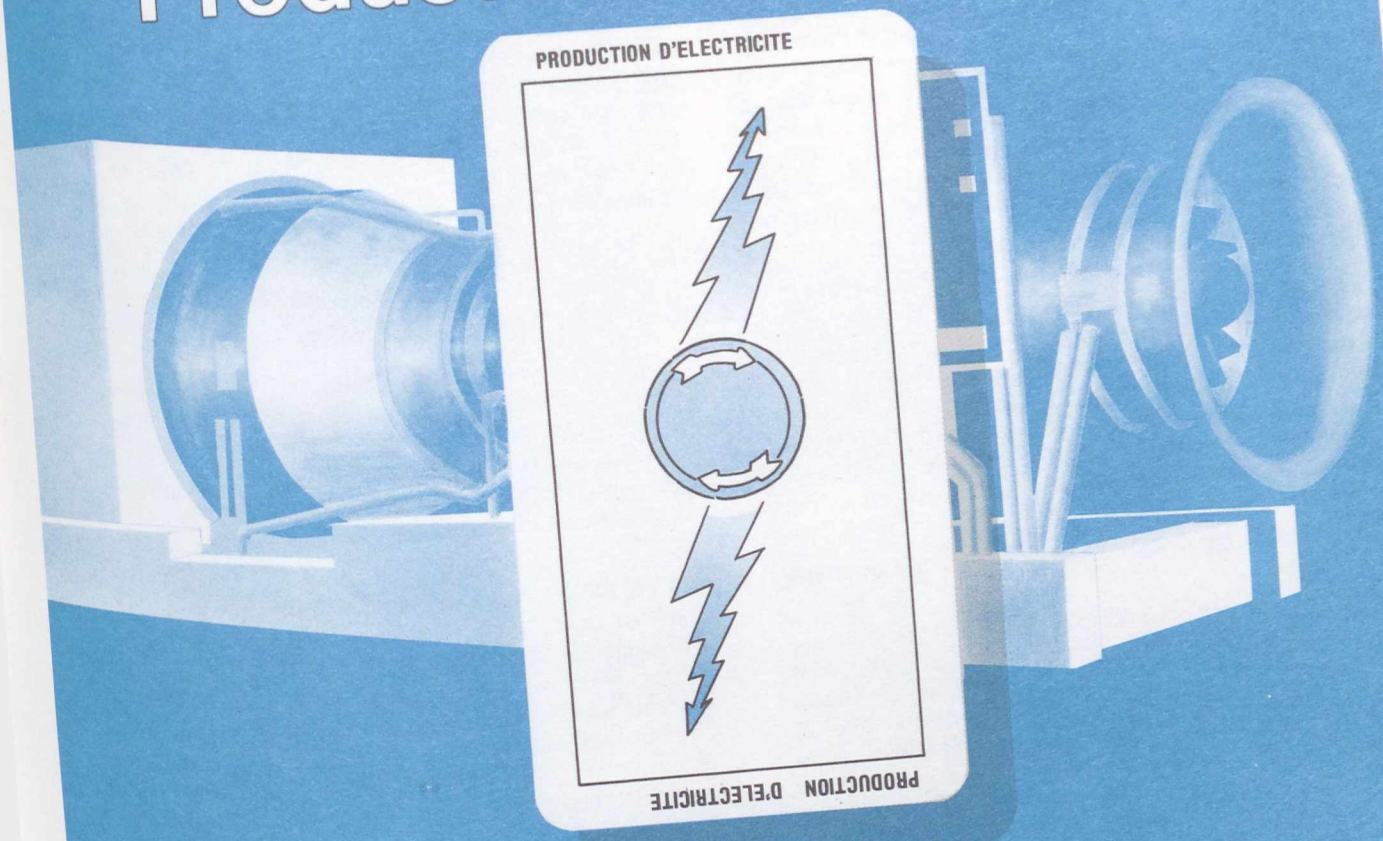
CONCLUSION

Les possibilités d'application du chauffage collectif sont limitées au Canada du fait que l'installation de ces systèmes coûterait trop cher dans les agglomérations existantes. Cette technologie présente cependant des avantages économiques marqués dans les régions en voie d'urbanisation.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande qu'on envisage le chauffage collectif comme technologie permettant de conserver l'énergie dans les nouveaux lotissements, les nouveaux centres urbains et les nouveaux parcs industriels.

Production d'électricité



1. LA PRODUCTION EN CYCLE COMBINÉ

A. INTRODUCTION

Les grandes centrales thermoélectriques exploitées actuellement par les services publics ont pour but de produire l'électricité avec le maximum d'efficacité à partir de la conversion de l'énergie thermique en énergie électrique. Les centrales thermoélectriques modernes alimentées de combustibles fossiles réussissent, au cours de leur vie utile, à convertir 35% de l'énergie thermique en énergie électrique, les deux tiers de cette énergie thermique sont rejetés sous forme de «chaleur perdue». Les centrales nucléaires sont encore moins efficaces; le taux de conversion observé dans la centrale Pickering ne dépasse pas 30%. Si l'on tient compte des pertes d'énergie dans les lignes de transmission, les transformateurs et les réseaux de distribution, on trouve que sur l'ensemble de l'énergie contenue initialement dans le combustible d'alimentation, 25 à 30% seulement parvient au consommateur sous forme d'électricité. Et si l'on ajoute à ce fait les prix actuels des combustibles et, à l'horizon plus lointain, la pénurie du pétrole, on déduit que la situation n'incite point à l'optimisme.

La production énergétique en cycle combiné a pour objet de réaliser, surtout à l'échelle de l'exploitation industrielle, un rendement *énergétique* maximal par opposition au rendement *électrique* maximal recherché dans les centrales classiques. Les systèmes de production combinée visent normalement la production simultanée de chaleur et d'électricité; on les appelle systèmes de cogénération en Amérique du Nord et systèmes de production combinée d'énergie et de chaleur en Europe. Il est des cas où ces systèmes servent uniquement à la production d'électricité.

Les publications courantes donnent des noms variés aux systèmes industriels destinés à augmenter le rendement énergétique, noms qui parfois décrivent des techniques dont l'application remonte à plusieurs années. *Le système «énergie totale»* fournit l'électricité à un centre de consommation donnée (totalement ou en partie grâce à un appoint d'un réseau) et qui répond également, d'une façon totale ou partielle, aux besoins de chauffage et de refroidissement de ce centre. En fait, malgré la nouveauté de son nom, ce système était couramment utilisé au début de ce siècle dans les pays industriels.

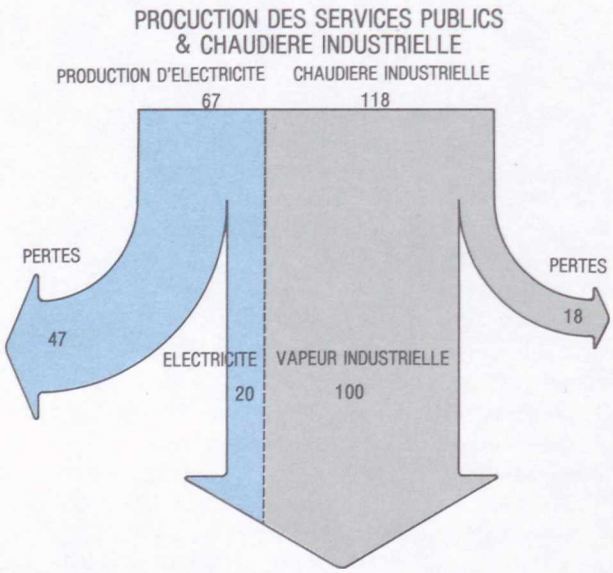
Les systèmes où l'apport d'énergie est exploité par étapes successives afin d'aboutir à une série de produits sont souvent dénommés *systèmes en cascade.* Dans ce cas l'énergie à des emplois de moins en moins exigeants au fur et à mesure qu'elle baisse en qualité. Par exemple, le Comité a entendu une proposition visant à relier une centrale d'énergie, une usine d'eau lourde et un ensemble de serres dans un plan d'exploitation énergétique en cascade dont chaque étape utilise la chaleur à des températures de moins en moins élevées. L'utilisation en cascade de l'énergie est l'élément central de propositions visant à créer des *centres d'énergie* autour des grandes centrales thermoélectriques pour tirer parti de l'énergie thermique rejetée par les centrales. Le but, quel qu'en soit le nom, est d'exploiter l'énergie d'un carburant de la façon la plus intensive possible et de l'utiliser sous la forme qui convient à chaque situation.

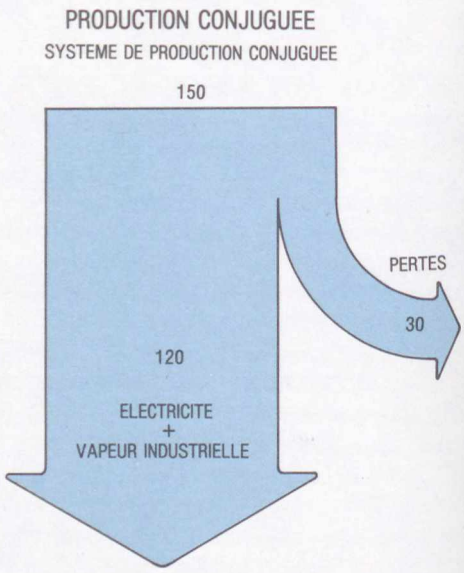
B. COGÉNÉRATION

Dans un système de cogénération, l'électricité et la chaleur (et parfois l'énergie mécanique) sont produites en série et la chaleur récupérée d'une section du système sert de source d'énergie dans l'autre. Ces systèmes s'avèrent très efficaces dans les installations indus-

L'économie de combustible par la cogénération

Un simple exemple de cogénération suffit à illustrer la valeur de ce système. Supposons qu'une usine nécessite 20 unités d'énergie électrique et 100 unités d'énergie thermique pour le traitement à vapeur. Dans la plupart des usines actuelles, l'électricité est fournie par un service public et la vapeur provient d'une chaudière locale. En supposant une efficacité de 30% pour l'électricité fournie et de 85% pour la chaudière, l'usine a besoin de 185 unités de combustible (67 unités de combustible converties pour une efficacité de 30% donnent 20 unités d'électricité; 118 unités de combustible converties à 85% donnent 100 unités de vapeur de traitement). Un système de cogénération actionné par turbine à vapeur et dûment adapté peut répondre à ces mêmes besoins énergétiques avec une efficacité de 85% et moyennant 150 unités de combustible (150 unités de combustible utilisées pour une efficacité de 80% donnent 120 unités d'électricité plus la chaleur de traitement). Le système de cogénération économise donc 35 unités de combustible et réalise un taux d'économie de combustible de 35/185 ou 19%.





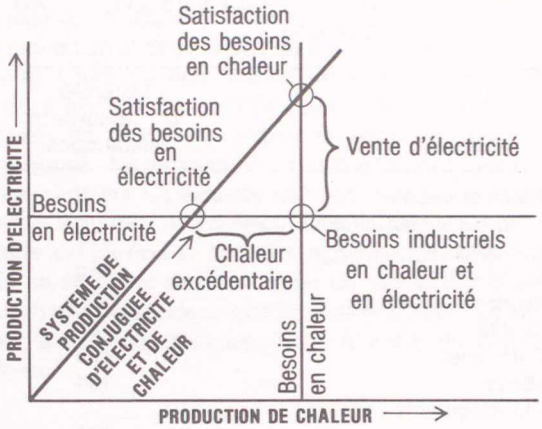
trielles où les besoins importants de l'électricité sont associés à un besoin continu et aussi important de la vapeur de traitement. La cogénération peut être réalisée selon deux cycles: électrique-thermique et thermique-électrique. Dans le cycle électrique-thermique, l'électricité est produite en premier lieu et la chaleur dégagée est, soit utilisée directement comme source d'énergie thermique d'un autre processus d'exploitation (chauffage de quartier ou traitement industriel), soit récupérée pour servir à un autre usage. Dans le cycle thermique-électrique, l'énergie thermique est produite à des fins de traitement puis récupérée pour la production électrique à l'étape finale du système. Le choix entre l'un ou l'autre cycle dépend du besoin relatif de l'électricité et de l'énergie thermique dans le processus de cogénération.

Malgré l'économie de combustible qu'elle peut engendrer, le pourcentage de l'énergie électrique provenant de la cogénération a diminué au cours du vingtième siècle. Aux États-Unis, la cogénération représentait en 1900 le tiers ou plus de la consommation électrique industrielle; elle est actuellement réduite à 5%. L'explication de ce phénomène est évidente: c'est une question d'économie. Avec des coûts de combustible relativement réduits, des taux de conversion constamment améliorés, des centrales de plus en plus puissantes et des groupes générateurs énormes et multiples, les services publics pouvaient fournir l'électricité industrielle à des coûts moindres que ceux que l'industrie aurait supportés dans la cogénération. L'industrie affrontait également la hausse tarifaire de l'électricité d'appoint fournie aux systèmes de cogénération, des coûts de cogénération plus élevés à cause des réglementations environnementales et des coûts d'immobilisations atteignant des niveaux critiques. Tandis que les services publics peuvent justifier la prolongation de la période d'amortissement de leur équipement, l'industrie recherche l'amortissement plus rapide des systèmes de cogénération. Malgré son économie de combustible, la cogénération s'avérait tout simplement perdante.

Eu regard à l'escalade actuelle du prix des combustibles, on peut s'attendre à un revirement de tendances. Néanmoins, les difficultés existent encore. Par exemple, les services publics augmentent souvent d'une façon exagérée les tarifs associés aux approvisionnements d'appoint sans pour autant augmenter les prix qu'ils offrent pour l'achat de l'excédent d'énergie produit par les systèmes de cogénération. Il s'agit là d'un point extrêmement important sous l'angle industriel, étant donné que les systèmes de cogénération réussissent rarement à répondre d'une façon intégrale aux besoins électriques et thermiques de leurs exploitants. Devant ces entraves, si cette technologie de conservation énergétique regagne du terrain dans le secteur industriel, ce sera à un rythme plutôt modeste.

Rapport électricité/chaleur

Figure 6-11 Système hypothétique de cogénération avec excédent de capacité de production électrique



Le schéma ci-dessus illustre un cas où le rapport électricité/chaleur dans le système de cogénération excède les besoins du processus d'exploitation. La ligne oblique qui monte de gauche à droite représente un système de cogénération à capacité croissante. Traduisant le rapport électricité/chaleur, la pente de la ligne caractérise le système en question et est normalement fonction de la température à laquelle la chaleur doit être cédée au processus d'exploitation.

Dans cet exemple, si le système de cogénération est réglé de manière à s'adapter aux besoins électriques du processus d'exploitation, la chaleur qu'il produit n'est pas suffisante et il faut installer une chaudière auxiliaire pour compenser le déficit. Par contre, si le système est réglé de manière à s'adapter aux besoins thermiques du processus d'exploitation, l'électricité qu'il produit dépasse les besoins de ce processus et l'excédent qui résulte doit être vendu à un service public.

Malgré l'évolution continue de la technologie, les facteurs actuels qui entravent la cogénération ne sont pas d'ordre technique. Les entraves économiques, jusqu'ici importantes, perdent de leur force devant l'accroissement des prix des combustibles classiques. Il s'ensuit que le principal obstacle à la cogénération industrielle est maintenant institutionnel et psychologique.

La cogénération industrielle au Canada

Selon une étude récente, le potentiel canadien de cogénération industrielle dépasse 4,000 mégawatts, répartis par secteurs comme le montre le tableau 6-8.

Tableau 6-8: POTENTIEL DE LA COGÉNÉRATION INDUSTRIELLE AU CANADA

Secteur	Potentiel en mégawatts électriques
Pâtes et papier	1,613
Produits alimentaires et boissons	211
Fer et acier	149
Produits chimiques	593
Textile	26
Raffineries	880
Mines	134
Établissements spécialisés	196
Produits manufacturés	224
TOTAL POUR LE CANADA	4,026

Source: Canada, Énergie, Mines et Ressources, 1980a, p. 51.

Sur l'ensemble de ce potentiel, 1,100 à 1,400 MW sont déjà exploités, notamment dans l'industrie de la pâte à papier et pour la production de l'eau lourde et un potentiel additionnel de 1,400 MW est considéré économiquement exploitable (dans les conditions qui régnaient à l'époque de l'étude en 1977). Compte tenu de la capacité totale de production du Canada, plus de 77,000 mégawatts, les chances actuelles et futures d'utiliser les systèmes de cogénération sont modestes mais non négligeables.

Certaines compagnies dont Dow Chemical et Suncor exploitent déjà des systèmes de cogénération. La Nova Scotia Power Corporation dispose de deux systèmes fournissant la vapeur de traitement à des usines d'eau lourde. La New Brunswick Electric Power Commission possède un système fournissant l'énergie d'appoint à une usine de papier journal. La plupart des systèmes actuels de cogénération au Canada utilisent comme combustible le gaz naturel ou le mazout mais cette situation changera avec le temps. Parmi les autres combustibles utilisés actuellement, les plus importants sont le charbon, le coke de pétrole et les déchets forestiers (déchets de bois de l'industrie forestière.)

CONCLUSION

La cogénération est une technologie de conservation énergétique dont l'importance s'est réduite durant la période d'après-guerre pour des raisons économiques. Les services publics ne se sont pas intéressés à la cogénération parce qu'il n'avaient jusqu'ici aucune raison de le faire. Les tarifs réduits de l'électricité fournie aux grands consommateurs ont également découragé la cogénération.

RECOMMANDATION

Le Comité encourage les services publics canadiens à examiner d'un œil plus favorable la cogénération et à trouver les moyens de promouvoir l'application de cette technologie en envisageant, par exemple, la construction de systèmes en copropriété avec les établissements industriels.

C. AUTRES SYSTÈMES DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

On envisage actuellement de nouvelles technologies de conversion de la chaleur en énergie électrique et cette tendance s'accentue pour lutter contre l'escalade du prix des combustibles. La plupart de ces technologies concernent les systèmes à cycle combiné que nous essayerons d'examiner brièvement ci-après.

La turbine à vapeur est le système le plus développé en matière de production électrique; il est à l'étude depuis plus d'un demi-siècle. Étant donné la complexité de ce système, on estime qu'en poussant plus loin son développement on risque d'augmenter ses coûts d'investissements et, partant, de réduire sa rentabilité, ce qui fait que la tendance actuelle est à l'adoption d'une limite pratique. Avec un système de chaudière sous des pressions extrêmement fortes (250 fois environ la pression atmosphérique), des températures élevées (autour de 600° C ou 1,110° F) et deux étapes de surchauffe, on arrive à une efficacité de 40 à 45%. Malheureusement, des conditions aussi extrêmes réduisent la fiabilité du système et l'on préfère habituellement des conceptions plus conservatrices (et moins efficaces).

Les turbines à gaz fonctionnant dans un cycle combiné peuvent arriver à être pratiquement aussi efficaces que les meilleures turbines à vapeur. En connectant un gazéificateur à une turbine à cycle combiné, on peut pousser jusqu'à 50% le rendement thermique global, mais le problème est que la température de fonctionnement dépasse la capacité des turbines existantes.

Une autre technologie—*la magnétohydrodynamique (MHD)*—promet de pousser le taux de conversion au-delà de 50%. La MHD produit directement l'électricité dans un générateur sans éléments mobiles. Des gaz de combustion extrêmement chauds (à 2,600° C ou 4,400° F) sont semés de particules métalliques puis poussés à une grande vitesse dans un puissant champ magnétique. De cette façon, un courant est produit dans le gaz partiellement ionisé (conducteur d'électricité) et capté par des électrodes situées sur les parois internes du générateur MHD. Étant donné sa haute température, l'effluent de ce système sera utilisé dans un cycle de cogénération électrique-thermique.

Malgré les problèmes qui restent à résoudre, cette technologie a atteint le stade de l'élaboration technique en U.R.S.S. et aux États-Unis. Les deux pays envisagent de construire à échelle commerciale des centrales utilisant le charbon comme combustible. L'Union Soviétique s'attend à mettre en exploitation en 1985 un cycle de production combinée électrique-thermique de 250 MW fonctionnant au gaz (avec un cycle thermique-électrique de 25 MW), quitte à réaliser dans les années quatre-vingt-dix des générateurs MHD au charbon. Les États-Unis construisent un générateur MHD de 200 MW au charbon qui serait mis en exploitation vers la fin de la décennie. Un certain nombre d'autres pays poursuivent avec intérêt l'utilisation de la MHD mais leurs programmes sont encore très loin derrière ceux de l'U.R.S.S. et des É.-U.

On étudie actuellement un certain nombre d'autres cycles qui réalisent des taux de rendement théoriquement équivalents à celui de la MHD et qui sont techniquement moins complexes, mais aucun de ces cycles n'atteindra le stade de l'exploitation commerciale dans un proche avenir.

CONCLUSION

Les services publics sont mieux placés pour identifier les possibilités d'intégration des systèmes de conversion énergétique au fur et à mesure des progrès de la technique. Le gouvernement du Canada devrait se borner à suivre de près l'évolution de cette technique.

2. LES CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES À FAIBLE HAUTEUR DE CHUTE ET À ÉCHELLE RÉDUITE.

Dans un mélange d'anciennes et nouvelles technologies, les centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute et à échelle réduite offrent des possibilités d'augmenter la production électrique du Canada. Parmi ces possibilités, les plus importantes incluent la rénovation et l'amélioration des aménagements existants et l'installation d'un équipement moderne et à échelle réduite dans des cours d'eau dont le gradient hydraulique et le débit ne se prêtent pas aux aménagements hydro-électriques classiques (de grande envergure).

Les estimations actuelles indiquent qu'une capacité hydro-électrique classique de 122,000 MW est techniquement et économiquement réalisable au Canada et que sur ce montant, 44,000 MW environ sont déjà exploités, 15,000 MW relèvent de centrales en cours de construction et 60,000 MW sont associés aux aménagements futurs. La plus grande partie de la capacité non encore exploitée le sera probablement moyennant des projets de grande envergure et selon les techniques classiques. Néanmoins, il aurait lieu d'envisager l'aménagement, sur les échelles réduites, de mini-centrales et micro-centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute en particulier dans les agglomérations éloignées qui ne sont pas desservies par un réseau électrique et où un site hydro-électrique approprié pourrait se substituer à la production électrique à partir du carburant diesel.

Définition d'un aménagement hydro-électrique de faible envergure

D'une manière générale, on donne le nom de *micro-centrale* au projet hydro-électrique d'une capacité inférieure à 100 kW et de *mini-centrale*, au projet dont la capacité se situe entre 100 et 1,000 kW. Le projet dont la capacité installée varie entre 1,000 et 15,000 kW porte le nom de centrale à échelle réduite.

La hauteur de chute est la différence de niveau entre deux points amont et aval de la surface libre d'un écoulement intercepté par une turbine.

Dans les régions plus populeuses du sud du Canada, la concurrence à l'égard des ressources hydrauliques peut limiter l'utilisation potentielle des centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute. La demande de l'eau pour l'irrigation, l'usage récréatif et le maintien du débit naturel des rivières constituent une entrave aux projets de retenue de l'eau pour la production électrique. En outre, bien des barrages réservoirs abandonnés sont détériorés au point que leur restauration n'est plus économiquement faisable.

Le choix de l'emplacement d'une centrale électrique à échelle réduite suppose l'étude préalable d'un certain nombre de facteurs. Par exemple, la hauteur de chute indique la pression de l'eau dont on dispose pour actionner les turbines et aide à déterminer le coût unitaire de l'électricité produite. La dimension des réser-

voirs, leur débit et le coût de leur construction influent également sur le coût de la production électrique. Les incidences environnementales du débordement des réservoirs doivent être évaluées avant la construction et l'on doit s'assurer que l'aménagement ne porte pas préjudice à la qualité de l'eau et à la faune. Les critères économiques doivent favoriser les communautés isolées où il serait plus coûteux de construire une ligne de raccordement à un réseau existant que d'aménager une centrale électrique locale à échelle réduite. Le Comité a visité un emplacement possible près de Hay River, dans les territoires du Nord-Ouest.

De concert avec le gouvernement fédéral, plusieurs provinces ont témoigné de l'intérêt pour les aménagements hydro-électriques à échelle réduite et faible hauteur de chute et la recherche des emplacements favorables à commencé dans les Maritimes, au Québec, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique. Les projets qui ont dépassé les stades de conception et de planification se situent en Terre-Neuve, en Nouvelle-Écosse et dans l'Ontario.

En septembre 1978, Terre-Neuve a passé un accord avec le gouvernement fédéral pour la construction d'une mini-centrale expérimentale de 400 kW près de Roddickton, une petite communauté à 75 km environ au sud de St. Anthony sur le littoral Est de l'Île. L'exploitation de l'installation a commencé à l'automne de 1980, six mois avant le 1er mars, date prévue pour son achèvement, et l'évaluation de son caractère pratique et de sa rentabilité est actuellement en cours. Cette évaluation tentera d'identifier les moyens de simplifier la construction, l'installation, le contrôle, l'exploitation et l'entretien, moyens souhaitables pour les centrales à échelle réduite construites dans les communautés canadiennes isolées. On prévoit également l'élaboration de techniques normalisées permettant de simplifier le choix des emplacements. Ces travaux aboutiront à l'élaboration d'un manuel de conception utilisable par tout gouvernement provincial intéressé par la construction d'une centrale analogue. Le coût de $1,200,000 imputé au projet expérimental (coût dont 90% sont payés par le gouvernement fédéral) tend à souligner le coût relativement élevé (3,000 dollars du kilowatt) des centrales à échelle réduite mais ces dernières seront plus rentables à mesure que le prix du pétrole continuera à augmenter.

Il existe en Nouvelle-Écosse des emplacements non aménagés, dont la capacité varie entre 50,000 et 100,000 kW et où le débit est considérable et les hauteurs de chute relativement réduites. Jusqu'ici, leur aménagement a été considéré comme insuffisamment rentable pour des raisons techniques et économiques. Comme nous l'avons indiqué dans la section sur l'énergie marémotrice, une centrale expérimentale de 20 kW est en voie de construction près d'Annapolis Royal pour mettre à l'essai une turbo-génératrice modifiée à écoulement direct (Straflo) en vue de son utilisation dans l'exploitation des marées et dans les cours d'eau à faible hauteur de chute. Contrairement aux groupes classiques, la turbine et la génératrice sont intégrées, avec des rotors attachés aux têtes des aubes de la turbine. Si le projet expérimental réussit les cours d'eau à faible hauteur de chute dans les diverses régions du Canada pourront devenir exploitables.

En ce qui concerne les centrales hydro-électriques à échelle réduite, dans l'Ontario, la voie suivie par l'Ontario Hydro est légèrement différente, étant donné qu'elle est axée sur les micros ou mini-centrales transportables. Ces centrales peuvent être transportées jusque dans les communautés isolées et leur conception est suffisamment simple pour qu'elles puissent être installées par la population locale avec un minimum d'aide extérieure. Une entreprise de Port Colborne a présenté récemment des groupes hydro-électriques connus dans le jargon de l'industrie sous le nom de «centrales à bidon» et conçus pour fonctionner avec une hauteur de chute ne dépassant pas 8 mètres (25 pieds), ce qui représente un atout considérable par rapport aux groupes classiques dont le fonctionnement efficace nécessite une hauteur de chute minimale de 16 mètres (50 pieds). Le plus petit des deux groupes, appelé «microhydel» peut produire entre 15 et 50 kilowatts, selon le lieu d'installation. Il comporte une turbine, un générateur, un bloc d'engrenage, un dispositif de commande et de contrôle. Le groupe plus grand, le «mini-hydel», peut produire entre 100 et 1,000 kilowatts. Les deux groupes ont été conçus avec le souci de la solidité, la fiabilité, la facilité de transport et la facilité d'entretien.

Pour essayer le mini-hydel, un prototype a été installé par Hydro Ontario sur un petit barrage, à Wadsell Falls sur la rivière Severn dans le sud de l'Ontario. Le prototype est une centrale sans dispositif de réglage qui fonctionne à une capacité de 145 kW. Le courant qu'elle produit est transmis directement au réseau de distribution existant. L'emploi d'une conduite forcée à siphon grâce à laquelle l'eau est entraînée par-dessus le sommet du barrage préexistant puis dirigée vers la roue mobile de la mini-hydel, réduit les coûts de l'installation. Le projet de Wadsell Falls précisera le degré de rentabilité de l'exploitation des centrales à échelle réduite dans les zones construites. Il précisera également les perspectives d'avenir de la centrale mini-hydel dans les communautés isolées et les chances de sa vente sur les marchés internationaux.

La mini-hydel est pourvue de moyens de commande et de sécurité qui la rendent particulièrement avantageuse et un certain nombre de pays ont manifesté de l'intérêt pour cette technique. Bien que les essais se poursuivent, la société de Port Colborne juge le programme assez bien avancé pour accepter des

commandes portant sur des centrales qui, pouvant produire jusqu'à 750 kilowatts.

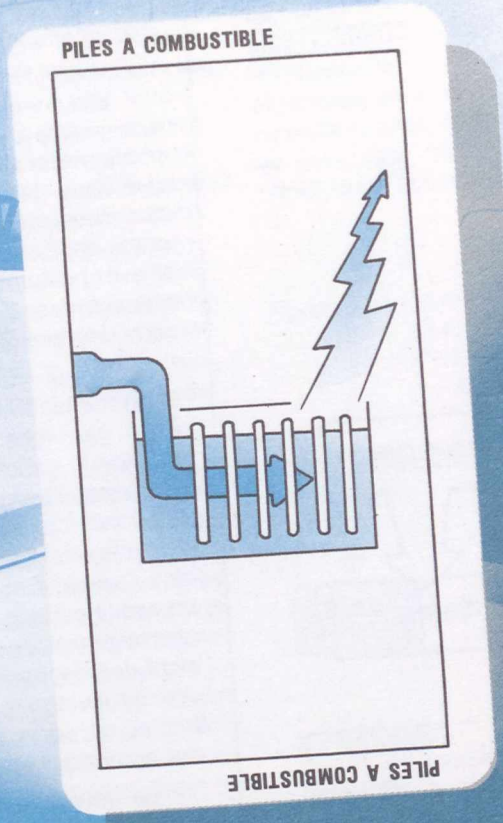
CONCLUSION

Les augmentations incessantes des prix des carburants fossiles rendent les petites centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute de plus en plus intéressantes. L'installation de petites centrales dans les communautés isolées qui comptent sur les génératrices diesel et ont peu de chance d'être intégrées à un réseau de distribution avant plusieurs années présente des avantages économiques évidents. Du fait que de nombreux pays en développement soit dans ce cas, cette technologie offre des possibilités d'exportation considérables.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande le financement des communautés isolées qui comptent sur les génératrices diesel pour leurs besoins d'électricité, afin de leur permettre d'installer des centrales hydro-électriques à échelle réduite si elles disposent de l'emplacement convenable. Il recommande en outre vivement le développement de cette technologie à des fins d'exportation.

Piles à combustible



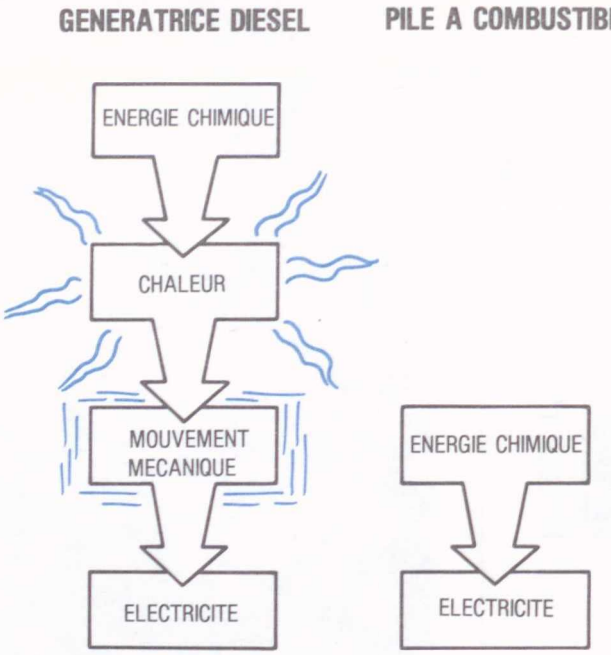
1. TECHNOLOGIE DE LA PILE À COMBUSTIBLE

Une pile à combustible est un dispositif qui fonctionne comme une pile sèche ou une batterie de voiture et qui convertit l'énergie chimique d'un combustible en énergie électrique et ce, directement et sans cycle de combustion intermédiaire. Cependant, contrairement aux batteries qui subissent des modifications chimiques en libérant l'énergie accumulée, les piles à combustible convertissent en électricité, sans subir aucun changement matériel, l'énergie chimique d'un combustible provenant de l'extérieur de la cellule. Une pile à combustible peut donc produire l'électricité d'une manière plus efficace que ne le permettent les processus de génération thermique car les conversions de l'énergie sont moins nombreuses et la chaleur perdue moins importante. La figure 6-12 présente la conversion en électricité qui se fait dans la pile à combustible en une seule étape alors que la production d'électricité par un moteur diesel implique trois étapes.

Dans l'état actuel de la technique, une pile à combustible convertit l'énergie chimique en électricité avec un rendement approximatif de 40 à 45 %, contre environ 35 % dans le cas des centrales énergétiques modernes. Dans les cas où la chaleur produite par une pile à combustible peut être récupérée, comme dans le chauffage domestique, le rendement d'un système de transformation d'énergie basé sur la pile à combustible peut être proche de 100 %. Les piles à combustibles destinées aux moyens de transport ne pourront pas de si tôt récupérer autant de chaleur.

Inventée par Sir William Grove en 1839, la pile à combustible n'a été développée que lorsqu'on décida de l'utiliser comme génératrice de courant sans risque

Figure 6-12: COMPARAISON DES PROCESSUS DE CONVERSION ÉNERGÉTIQUE DANS UNE PILE À COMBUSTIBLE ET DANS UNE GÉNÉRATRICE DIESEL



Source: Crowe, 1973, p. 3.

de pollution à bord des vaisseaux spatiaux Gemini et Apollo. Ces premières piles étaient petites et coûteuses mais la technologie a fait du chemin depuis, et Consolidated Edison a récemment installé à Manhattan une centrale électrique de 4.8 MW à pile à combustible.

La nature des substances de réaction n'est pas limitée, mais la réaction typique dans une pile à combustible implique la combinaison de l'hydrogène et de l'oxygène pour former de l'eau. Les piles à combustible du type direct utilisent de l'hydrogène et de l'oxygène purs qui ont été produits indépendamment alors que les piles du type indirect utilisent un dispositif de génération d'hydrogène pour produire l'hydrogène à partir d'une grande variété de combustibles liquides.

2. AVANTAGES ET DIFFICULTÉS DE L'UTILISATION DES PILES À COMBUSTIBLE

En plus de leur rendement élevé et, partant, de leur contribution à la conservation de l'énergie, les piles à combustible offrent d'autres avantages. Elles sont propres, ce qui constitue un atout environnemental dans la production de l'électricité et signifie qu'elles peuvent être exploitées dans des milieux urbains sans créer des problèmes d'effluents. En fait, les seuls effluents, autres que l'air et l'eau suite au fonctionnement des piles à

Principe du fonctionnement d'une pile à combustible

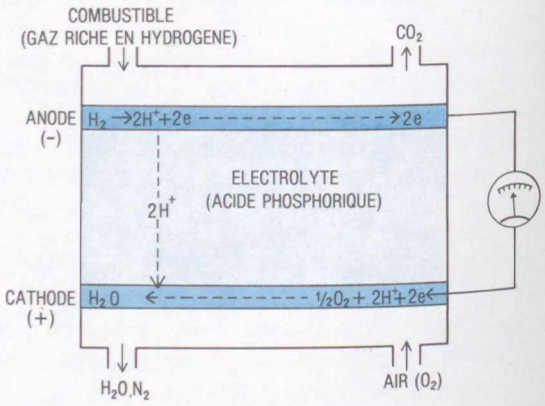
La pile à combustible type est la pile à acide phosphorique qui sert à illustrer les principes fondamentaux du système.

Elle comporte deux électrodes séparées par une couche d'acide phosphorique. L'acide phosphorique est appelé un électrolyte, ce mot servant à désigner un conducteur électrique non métallique dans lequel le passage du courant est assuré par le déplacement des ions et pas des électrons. (Il existe d'autres types de piles à combustible qui utilisent des électrolytes différents mais ils ne seront développés que dans 5 ou 10 ans).

Un gaz riche en hydrogène passe sur une électrode tandis que l'autre électrode est exposée à un gaz riche en oxygène. Avec l'aide d'un catalyseur, généralement un métal noble comme le platine, l'hydrogène se désintègre en ions et électrons d'hydrogène dans une électrode. Les ions d'hydrogène passent à travers l'électrolyte vers l'oxygène et les électrons passent à travers un circuit externe vers l'oxygène où ils réagissent chimiquement pour former de l'eau. Le mouvement des électrons dans le circuit externe crée un courant électrique continu (figure 6-13). Ce processus de conversion de l'énergie chimique en électricité s'appelle une réaction électro-chimique.

Le niveau du courant dépend du taux de la réaction génératrice d'eau et de la surface des électrodes où les réactions se produisent. Pour augmenter la tension jusqu'à des niveaux utilisables, les piles sont assemblées en batteries et en reliant les batteries en série ou en parallèle on peut augmenter la quantité de courant produit.

Figure 6-13: SCHÉMA D'UNE PILE À COMBUSTIBLE



Source: D'après Fickett, 1978, p. 72.

combustible viennent de la transformation du combustible lors de la production de l'hydrogène.

Les piles à combustible ont une forme modulaire; aussi, et c'est là un avantage important, elles peuvent être assemblées dans un endroit puis expédiées vers le lieu d'utilisation sans frais d'installation sur le terrain. Elles peuvent également être ajoutées à une installation déjà en place ou retirées. Utilisées pour la production de l'électricité dans un milieu urbain, les piles à combustible réduisent les coûts d'acquisition de terrain et de construction associés aux lignes de transmission et, en outre, contribuent ainsi à la conservation de l'énergie en éliminant les pertes de transmission électrique. Notons enfin qu'elles ne posent aucun problème de bruit, étant donné qu'elles ne comportent pas d'éléments mobiles; elles sont particulièrement intéressantes pour le secteur des transports, surtout en milieu urbain.

Malgré ces avantages, il reste à réduire encore davantage le coût de cette technologie pour la rendre compétitive. La mise au point d'électrodes plus économiques et plus durables y contribuera largement. Il est peu probable que les effluents associés au traitement du combustible puissent poser des problèmes de pollution car le matériel d'élimination du soufre doit constituer un sous-système dans chaque installation de traitement fournissant de l'hydrogène à une pile. Il est évident qu'on doit toujours prendre des précautions avec les divers électrolytes acides ou alcalins utilisables dans les piles à combustible.

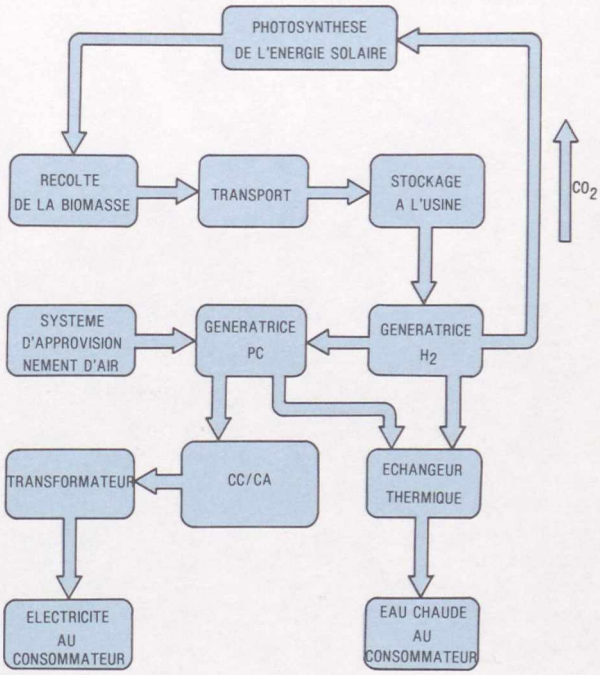
Les combustibles fossiles (en particulier, le gaz naturel, les fractions de pétrole léger ou les gaz de pétrole liquéfiés) sont peut-être plus adaptables aux piles à combustible, mais tous ces combustibles doivent d'abord être transformés en gaz riche en hydrogène avant leur injection dans la pile. Ce fait limite l'utilisation des piles à combustible alimentées de combustibles fossiles, car l'équipement de traitement des installations importantes des services publics est particulièrement coûteux. Les carburants synthétiques tels que l'hydrogène, le méthanol ou le gaz synthétique seraient avantageux pour l'exploitation des piles à combustible sur une petite échelle.

Une des possibilités intéressantes liées aux piles à combustible utilisées dans les voitures serait de les faire fonctionner au méthanol, cet alcool que le Comité propose de promouvoir au Canada comme carburant liquide de remplacement pour les transports. Le méthanol peut être aisément converti en hydrogène et en stockant l'hydrogène sous cette forme, on peut surmonter certains des problèmes d'emmagasinage de l'hydrogène rencontrés dans les véhicules.

3. DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX ET CANADIENS

Les États-Unis ont lancé des programmes de recherche sur la conception, le fonctionnement et l'exploitation des piles à combustible. Elles semblent axées en premier lieu sur le développement d'une technologie exploitable dans la production électrique à l'échelle des services publics, mais elles se penchent également sur les possibilités d'exploitation de cette technologie pour les véhicules automobiles et les vaisseaux spatiaux.

Figure 6-14: SCHÉMA D'UN SYSTÈME DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE À BASE DE PILE À COMBUSTIBLE ALIMENTÉE DE BIOMASSE



Source: Lindström *et al.*, 1979, p. 1178

La Suède ne dispose pas de gisements de gaz naturel ou de pétrole, ce qui fait que ses recherches en matière de piles à combustible sont axées sur l'utilisation de la biomasse ou de la tourbe comme combustible d'alimentation. La Suède estime que les piles à combustible constituent pour elle une importante technologie en matière d'énergie de remplacement, étant donné que la forte réactivité de la biomasse dans les processus de pyrolyse/gazéification (voir la section sur la biomasse) permet facilement la production d'un gaz riche en hydrogène pour l'alimentation de la pile. En outre, le

caractère modulaire des piles à combustible les rend adaptables à la forte dispersion géographique de ressources telles que la biomasse. La figure 6-14 représente schématiquement une génératrice à pile à combustible alimentée de biomasse (dont la tourbe).

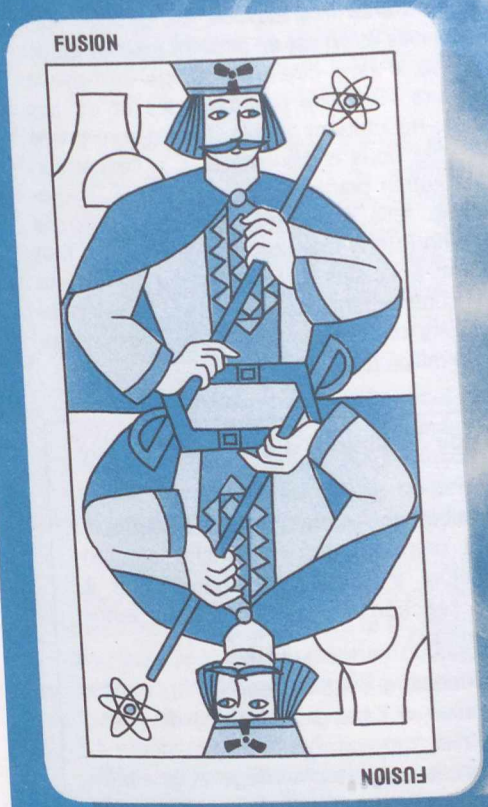
CONCLUSION

Le Comité reconnaît que le rendement élevé des piles à combustible fait de cette technologie une formule de conservation énergétique particulièrement prometteuse et que les piles à combustible offrent également la chance d'augmenter le taux d'exploitation de la biomasse et de la tourbe au Canada.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le financement de la recherche sur les piles à combustible soit entrepris dans le cadre de l'engagement visant le développement au Canada d'une économie fondée sur l'hydrogène. En particulier, le développement des piles à combustible pour le secteur des transports devrait bénéficier d'une haute priorité car l'utilisation de ces piles permettrait de remplacer les carburants, de réduire les émissions nocives des véhicules et de créer un marché pour l'hydrogène.

Fusion



1. LA NATURE DE L'ÉNERGIE DE LA FUSION

Les étoiles, y compris notre soleil, sont alimentées par la fusion nucléaire. Dans ces gigantesques réacteurs, l'hydrogène est le combustible et l'hélium est le produit de combustion. Après avoir compris le processus physique qui se déroule au cœur des étoiles, les savants ont commencé à se demander si la fusion contrôlée était réalisable en laboratoire. Si elle l'est, l'humanité pourrait disposer d'une source d'énergie pratiquement inépuisable.

La fission et la fusion, deux réactions nucléaires opposées, s'accompagnent d'un dégagement d'énergie. Dans le cas de la *fission*, il y a rupture de noyaux lourds comme ceux de l'uranium. Les fragments résultant de cette rupture ont une masse combinée légèrement inférieure à celle de l'élément d'origine, la disparition de matière correspond à la conversion en énergie. Dans le cas de la *fusion*, les noyaux d'éléments légers comme l'hydrogène se combinent pour former un noyau plus lourd. Ici aussi, la conversion se traduit par une diminution de masse qui apparaît sous forme d'énergie. Jusqu'à présent, seule la réaction de fission a été exploitée par l'homme pour satisfaire ses besoins d'énergie à l'échelle commerciale.

La fusion ne peut se faire que dans des conditions extrêmes en raison de la grande répulsion électrostatique opposant entre eux les noyaux à charge positive. Il faudra, dans les réacteurs de fusion construits par l'homme, des températures bien supérieures à celles que l'on suppose exister à l'intérieur du soleil. Le problème principal de la recherche sur la fusion consiste donc à établir et contrôler une réaction qui se produit à une température de 100 millions de degrés Celsius. La solution de ce problème s'est avérée si difficile que certains savants, notamment dans les années 1960, se sont demandés si on y parviendrait jamais. Aujourd'hui

Des atomes, isotopes et autres choses de ce genre

Les atomes sont constitués de trois types fondamentaux de particules. Le noyau de l'atome est formé de *protons* chargés positivement et de *neutrons* non chargés et des *électrons* chargés négativement gravitent autour du noyau. La quasi-totalité de la masse de l'atome est concentrée dans le noyau.

A l'état normal, les atomes ont un même nombre de protons et d'électrons et sont donc électriquement neutres. Si un atome est excité, il peut perdre ou gagner des électrons et obtenir ainsi une charge électrique nette. Les atomes chargés s'appellent *ions* et on appelle radiation ionisante la radiation capable de dépouiller l'atome de ses électrons. La radiation ionisante n'est bonne ni pour nous ni pour notre postérité.

Le nombre de protons dans le noyau détermine l'atome. Un atome qui ne contient qu'un proton est un atome d'hydrogène, un atome à 8 protons ne peut être qu'un atome d'oxygène et un atome de 92 protons est un atome d'uranium. Les électrons déterminent les propriétés chimiques de l'atome.

Si le nombre de protons d'un élément ne varie jamais, ce n'est pas le cas du nombre de neutrons. Pour prendre un exemple simple, l'hydrogène peut exister sous trois formes: son noyau peut comprendre zéro, un ou deux neutrons. Les deux premières variantes ou *isotopes* s'appellent protium et deutérium. La troisième variante, le tritium, est instable et se change en hélium au bout d'un certain nombre d'années.

Il existe dans la nature certains éléments qui se décomposent ou se désintègrent spontanément pour se changer en éléments plus légers, ce changement s'accompagnant d'une libération d'énergie. Ces éléments sont dits *radioactifs*. A cette radioactivité naturelle, l'homme a ajouté la radioactivité provoquée par la détonation de dispositifs nucléaires et l'exploitation de réacteurs de fission. Qu'ils soient naturels ou provoqués, les éléments radioactifs se décomposent à un rythme fixe caractéristique de l'élément en question. La période de *demi-vie* est le temps qu'il faut à la moitié d'un corps radioactif donné pour se désintégrer spontanément pour former un nouvel élément. Si l'on prend par exemple quatre unités de tritium dont la période de demi-vie est de 12.3 ans, il n'en restera plus que deux unités (plus les produits de désintégration) au bout de 12.3 ans et une seule unité au bout de 24.6 ans.

cependant, l'heure est à l'optimisme en raison de progrès importants réalisés en recherche sur la fusion au cours des dix dernières années.

A des températures très élevées, les atomes sont complètement ionisés et on est en présence de ce qu'on appelle un plasma, c'est-à-dire un mélange de noyaux dépouillés de leurs électrons périphériques et de ces mêmes électrons, maintenant libérés. La majeure partie de l'univers tel que nous le connaissons, à l'exception de la Terre et d'autres planètes, est un plasma. Toutefois, pour qu'une telle conglomération de particules chargées puisse entretenir une réaction de fusion, il faut que des conditions spéciales de température, de densité et de temps de confinement soient remplies. Ainsi, pour créer en laboratoire une «étoile miniature», les savants doivent établir un milieu unique.

Conditions du maintien d'une réaction de fusion

- Le combustible de fusion doit être chauffé et maintenu à une température proche de son point d'ignition, c'est-à-dire la température à laquelle la réaction se produira sans autre apport calorifique.
- Le plasma doit être confiné pendant un temps suffisant pour que l'énergie (chaleur) du combustible de réaction soit égale ou supérieure à l'énergie investie dans le chauffage et le confinement du plasma.
- Le plasma doit avoir une densité suffisante pour que les ions soient assez proches les uns des autres pour permettre la réaction. (La densité est le nombre d'ions par unité de volume de plasma). Le seuil minimal de fusion est le produit du temps par la densité et qu'on appelle produit Lawson en l'honneur du physicien J.D. Lawson qui a été le premier à le formuler.

La réaction de fusion dont les conditions peuvent être satisfaites le plus facilement est celle de deux isotopes de l'hydrogène, le deutérium (D) et le tritium (T) qui se combinent pour former de l'hélium. D'autres réactions possibles exigeraient des températures de plasma encore plus élevées que la fusion D-T. Le confinement matériel du plasma de fusion est, bien entendu, indispensable: les murs du réacteur se vaporiseraient instantanément au contact du plasma et, en même temps, le refroidissement du combustible de fusion arrêterait la réaction. On connaît toutefois trois mécanismes physiques pour confiner le plasma à haute température. Il s'agit du confinement gravitationnel, du confinement inertiel et du confinement magnétique.

Le confinement gravitationnel réussit merveilleusement dans le soleil, si bien en fait qu'une réaction de fusion plus difficile se produit à des températures inférieures à celles que devra utiliser l'homme dans la fusion D-T. Mais, comme le champ gravitationnel de la Terre est insignifiant par comparaison, ce n'est pas là un domaine de recherche approprié.

Dans le confinement inertiel, la température et la densité d'une gouttelette de combustible de plasma augmentent si rapidement qu'une fraction importante du combustible réagit avant d'avoir eu le temps de se disperser. Le chauffage est réalisé par des faisceaux lasers ou des faisceaux de particules qui placent d'énormes quantités d'énergie dans la gouttelette en quelques milliardièmes de seconde.

Le confinement magnétique tire parti du fait que le plasma est composé de particules chargés. On a recours à des champs magnétiques pour retenir ou réfléchir les particules afin de confiner le plasma assez longtemps pour qu'une réaction de fusion se produise.

On poursuit vigoureusement la recherche sur ces deux types de confinement dans une variété de réacteurs mais jusqu'à présent le champ de recherche a été dominé par le confinement magnétique. Les trois conditions de la fusion contrôlée (température, densité et temps de confinement) ont été réalisées séparément et les recherches actuelles sont maintenant concentrées sur les moyens de combiner ces trois conditions dans un même dispositif de fusion.

On espère atteindre avant 1985 le seuil de faisabilité scientifique (c'est-à-dire le point où l'énergie produite par la fusion est égale à celle investie dans le chauffage du plasma) dans des machines de fusion actuellement en chantier. Cela n'aura cependant servi qu'à démontrer le principe scientifique. Ce qu'il faudra ensuite résoudre sera les problèmes techniques associés à la construction d'une machine de fusion commerciale. De nombreux chercheurs espèrent atteindre d'ici 1990 le seuil de faisabilité technique (c'est-à-dire le point où l'énergie totale produite par la fusion est égale ou supérieure à l'énergie totale investie dans le système). De l'avis général, un réacteur de fusion commercial de démonstration pourrait entrer en service au début du siècle prochain.

Aujourd'hui, les trois applications possibles de l'énergie de la fusion qui reçoivent le plus d'attention de la part des chercheurs sont la production d'électricité, la production de combustibles fissibles dans des réacteurs hybrides fusion/fission et l'utilisation de la chaleur des réacteurs. Dans la première application, les produits énergétiques de la fusion produisent de la chaleur qu'ils cèdent à la paroi du réacteur. Cette énergie thermique est alors utilisée pour produire de la vapeur et entraîner des générateurs à turbine. Dans la deuxième application, les neutrons de fusion convertissent des matériaux fertiles comme le thorium en un combustible de réacteur de fission. Enfin, la chaleur rejetée des réacteurs de fusion pourrait servir, comme dans le cas des autres types de centrale, au traitement thermique industriel, au chauffage de quartier ou à l'agriculture en serre ou à l'agriculture hydroponique. On a également suggéré un certain nombre d'autres applications comme l'utilisation de l'énergie de fusion pour produire l'hydrogène.

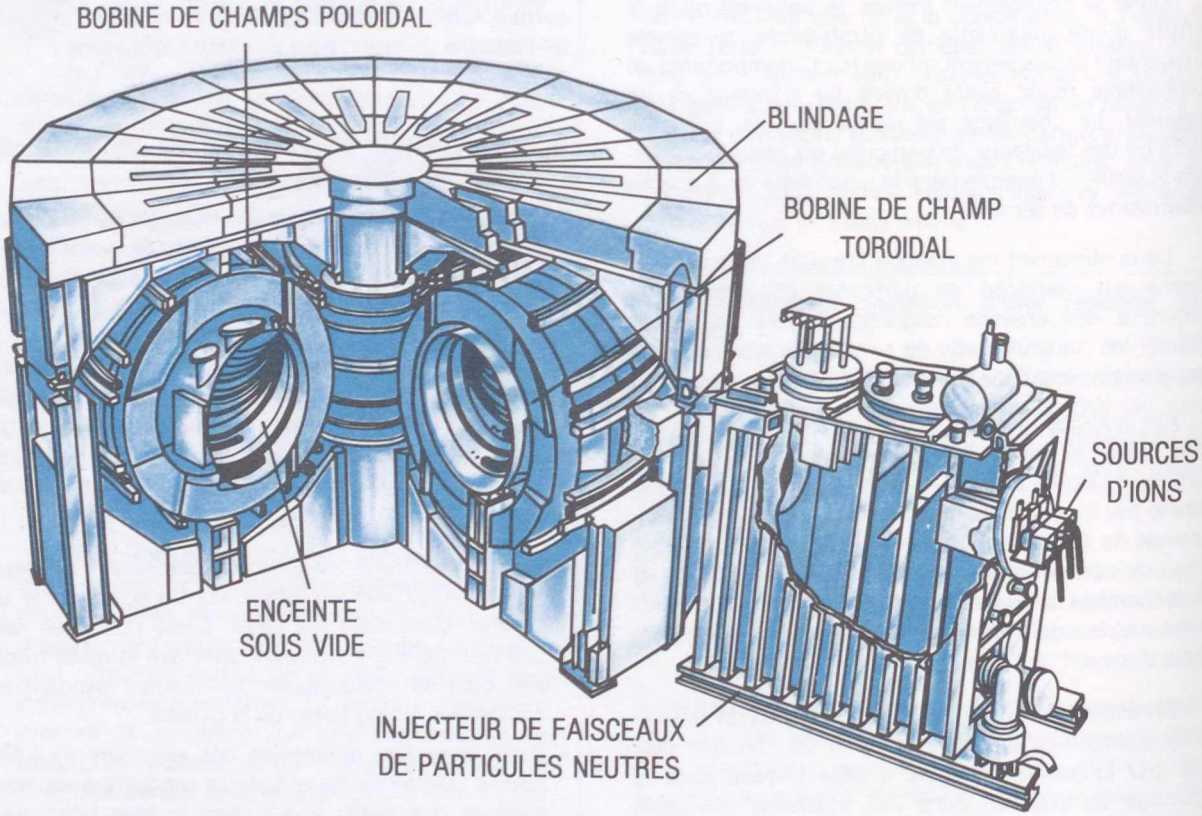
2. AVANTAGES ET DIFFICULTÉS DE L'UTILISATION DE L'ÉNERGIE DE LA FUSION

Les avantages potentiels de l'énergie de fusion sont si importants aux yeux de certains gouvernements qu'on dépense actuellement plus de 2 milliards de dollars par an en recherche et développement dans ce domaine aux États-Unis, en Europe, en Union Soviétique et au Japon. Si la promesse d'une énergie pratiquement illimitée est alléchante, le processus de la fusion est bien plus loin d'atteindre l'étape de la commercialisation que toute autre source d'énergie que nous avons examinée et il est certain que ce sera de loin la plus chère à mettre au point.

- La fusion offre la possibilité d'une source d'énergie pratiquement illimitée, basée sur un combustible disponible dans tous les pays. C'est l'une des rares sources d'énergie à pouvoir satisfaire la quasi-totalité des besoins énergétiques de l'homme pendant son occupation à long terme de la planète.
- Une conception appropriée des réacteurs de fusion devrait permettre de réduire la production de sous-produits radioactifs à des niveaux bien inférieurs à ceux des réacteurs de fission. Les sous-produits de la fusion devraient également avoir des demi-vies plus courtes que les sous-produits de la fission.
- Les produits d'activation de la fusion ne sont pas volatils, contrairement à une fraction importante des produits d'activation de la fission. En cas d'accident, il serait donc plus facile de contenir la radioactivité dans un réacteur de fusion.
- La réaction de fusion ne donne lieu à aucun produit chimique de combustion, ce qui en fait à cet égard une technologie énergétique inoffensive.
- Les matériaux utilisés et les sous-produits émanant d'un réacteur de fusion commercial ne se prêtent pas à la fabrication d'armes nucléaires.
- La mise au point des systèmes de fusion, en raison de leur complexité et des conceptions techniques très exigeantes, ne peut que promouvoir le progrès technique et pourrait avoir des applications dans d'autres secteurs industriels.

Configurations de réacteurs de fusion—confinement magnétique fermé

Figure 6-15: Schéma d'un réacteur Tokamak



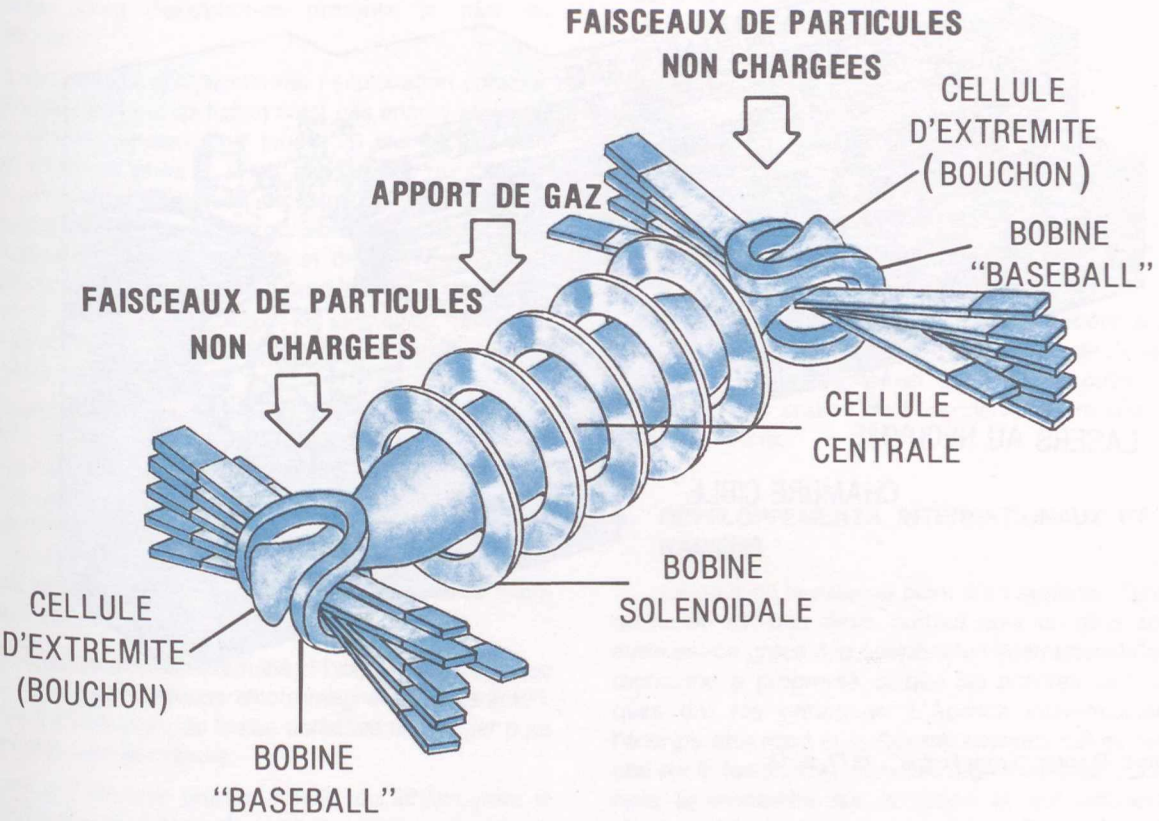
Source: D'après *The Princeton University Plasma Laboratory: an Overview* 1979, p. 8.

Le Tokamak est la configuration de réacteur de fusion la plus ancienne à l'heure actuelle. Ce réacteur tire son nom d'un dispositif avec lequel l'Union soviétique a procédé à certaines recherches de pointe sur la stabilité des plasmas. Le Tokamak permet de confiner magnétiquement un plasma dans un volume torique (en forme de beignet) où il règne un vide quasi absolu. Trois champs magnétiques différents, ou ensemble de champs, confinent le plasma à l'intérieur du volume toroïdal ou chambre à vide. Le champ magnétique toroïdal constitue le principal champ de confinement alors que le champ poloïdal force le plasma vers le milieu du tore. Enfin, pour préserver l'équilibre et la stabilité du plasma, on crée un troisième ensemble de champs magnétiques au moyen de bobines plus petites placées à la périphérie du tore.

On peut utiliser divers moyens pour augmenter l'énergie du plasma. Dans le TFTR de Princeton représenté (Réacteur expérimental de fusion Tokamak), on fournit la chaleur supplémentaire nécessaire pour atteindre le point d'ignition en bombardant le plasma avec un faisceau de particules neutres à haute énergie. Pour donner une idée de l'échelle, précisons que le diamètre du tore ou chambre à vide du TFTR sera de 1.7 m dans sa section verticale et que celui de l'anneau, sur le plan horizontal, est de près de 8 m. Le TFTR est conçu pour atteindre le point d'équilibre scientifique et devrait entrer en opération en 1982.

Configurations de réacteurs de fusion—confinement magnétique «ouvert»

Figure 6-16: Schéma d'une machine à miroirs magnétiques jumelés



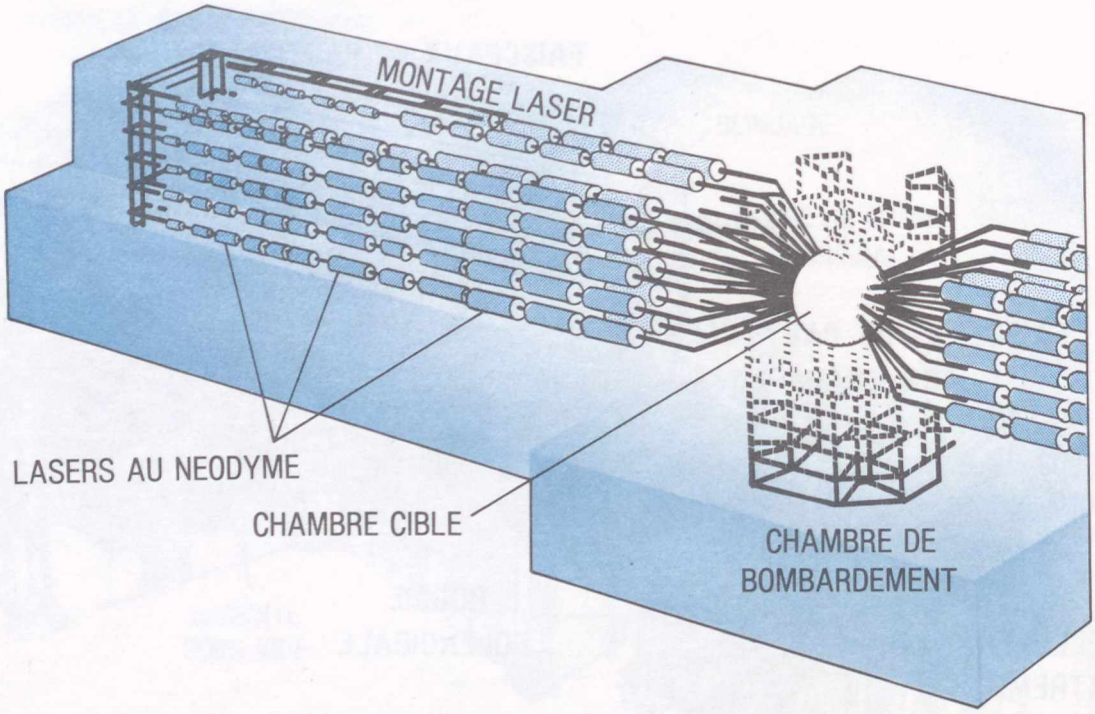
Source: D'après Selected Articles on Magnetic Fusion Energy from Energy & Technology Review, 1979, p. 13.

La deuxième principale catégorie de dispositifs de confinement magnétique est la configuration «ouverte» (qui ne se referme pas sur elle-même comme un Tokamak). Pour simplifier, disons que la configuration ouverte se caractérise par une chambre à plasma cylindrique autour de laquelle est installé un champ magnétique solénoïdal et dont les extrémités sont bouchées par des champs de confinement servant à réduire les pertes de plasma. Ces champs d'extrémité sont en quelque sorte des «miroirs magnétiques» destinés à réfléchir les particules chargées. On étudie à l'heure actuelle trois concepts à miroirs magnétiques: à miroir en tandem (représenté ici); à miroir dont le champ est inversé et à série de miroirs placés en cercle (bumpy torus) selon une conception hybride intégrant les configurations ouvertes et fermées du confinement magnétique.

On construit en ce moment un grand dispositif à miroirs en tandem, le MFTF (Installation expérimentale de fusion à miroirs) au laboratoire Livermore en Californie. Comme cela est représenté schématiquement ici, on augmente la température du plasma en injectant des faisceaux de particules neutres aux cellules d'extrémité. Pour donner une idée de l'échelle de ce réacteur, indiquons que la chambre cylindrique de fusion du MFTF à 18 mètres de long. Ce réacteur devrait être prêt à fonctionner fin 1981.

Configurations de réacteurs de fusion—confinement inertiel

Figure 6-17: Schéma d'une machine de Fusion au Laser



Source: D'après "Laser Fusion", 1977, p. 13.

En plus du confinement magnétique, on explore également la voie qui consiste à confiner un plasma à haute température grâce à l'inertie de la matière. Dans cette dernière conception, on s'efforce de chauffer à température extrême une petite cible de combustible assez rapidement pour qu'elle se transforme en plasma avant que ses éléments puissent se disperser. La chaleur extrême à la surface du combustible le fait imploser et la forte densité de plasma ainsi obtenue permet d'établir une fusion pendant une infime fraction de seconde. La difficulté est surtout d'arriver à transmettre une énorme quantité d'énergie à une très petite cible en moins d'un miliardième de seconde. A cet égard, on étudie deux moyens d'y arriver: grâce à des lasers à grande puissance ou grâce à des faisceaux de particules à haute énergie.

Le dispositif illustré à la figure 6-17 est l'installation de fusion par laser Shiva du laboratoire Lawrence Livermore. Dans cette installation, 20 lasers au verre dopé au néodyme bombardent une pastille de combustible placée dans une chambre de réaction. Le système agrandi appellé Shiva Mova doit pouvoir atteindre le point d'équilibre scientifique de rendement. Le laser Shiva fonctionne à un niveau de puissance de 20 à 30 terawatts; Shiva Nova produira entre 190 et 285 TW et l'installation agrandie occupera approximativement la superficie d'un terrain de football.

- Malgré sa contribution marginale à la recherche actuelle en matière de fusion, il existe certains domaines de cette technologie où le Canada pourrait profiter d'une plus grande participation dans les efforts internationaux.

S'il est vrai que l'exploitation commerciale de l'énergie de la fusion présente des avantages potentiels intéressants, il n'en reste pas moins que c'est la source d'énergie dont l'exploitation présente le plus de problèmes.

- La technologie qui permettrait l'exploitation commerciale de l'énergie de fusion n'est pas encore établie et les experts pensent qu'il faudra 20 ans ou plus pour atteindre cet objectif. C'est une période qui dépasse l'horizon de planification de la plupart des organisations et il n'est donc pas possible de procéder à une analyse classique des coûts et des avantages. Il est difficile pour l'industrie en particulier d'engager des fonds considérables dans ce genre de recherche quand on est aussi incertain de ce qu'on aura en échange.
- Le coût de la commercialisation de l'énergie de fusion sera considérable. L'année dernière, on a dépensé plus de deux milliards de dollars dans le monde entier pour la recherche sur la fusion et un expert s'est avancé à dire que la RD et D nécessaire pourrait à la longue coûter aux alentours de 50 milliards de dollars. Les progrès dépendront donc d'engagements financiers importants de la part des gouvernements.
- On n'a pas encore déterminé si l'exposition chronique aux puissants champs électromagnétiques caractérisant les réacteurs de fusion constitue un danger pour la santé des travailleurs.
- L'emploi sur une grande échelle du lithium pour la production du tritium dans ce que l'on pense être le premier processus commercial de fusion constitue un danger car le lithium est chimiquement très actif.
- La manipulation du tritium constitue un défi de taille car cet isotope radioactif de l'hydrogène est aussi mobile dans l'environnement que l'hydrogène ordinaire.
- Il faut respecter des exigences de vide extrêmement strictes de la salle de réaction, la structure du réacteur doit pouvoir résister au bombardement intense de neutrons très énergétiques et les matériaux doivent résister à des contraintes considérables imposées par des aimants puissants et d'importants gradients thermiques. Malgré ce milieu d'exploitation hostile, les divers éléments d'un réacteur de fusion doivent pouvoir fonctionner avec la plus grande fiabilité pendant de longues périodes de temps. Ces problèmes techniques constituent un obstacle important à la commercialisation viable des systèmes à fusion.
- Les réacteurs de fusion pourraient nécessiter des quantités substantielles de matériaux rares, notamment de l'hélium comme réfrigérant, du béryllium pour le manteau qui protège la salle de fusion et du niobium (columbium) utilisé dans les aimants supercondcteurs. Les températures de fonctionnement très élevées du réacteur incitent également à utiliser des matériaux comme le vanadium et le molybdène. Le Canada a la chance de posséder en abondance certains de ces éléments.
- En raison de son coût et de sa complexité, la commercialisation de l'énergie de fusion se fera dans le monde industrialisé. Les autres pays désireux d'adopter cette technologie devront l'acheter, ce qui les mettra sous la dépendance technique d'autres pays.
- Certains craignent que, dans cette ruée vers l'énergie de fusion, le meilleur système ne sera pas nécessairement celui qui sera commercialisé.
- Alors que les systèmes à fusion promettent aujourd'hui d'être plus avantageux sur le plan de l'environnement que les systèmes à fission, le public peut transférer sa crainte de l'énergie nucléaire d'un système à l'autre.

3. DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX ET CANADIENS

Le coût de la mise au point d'un système d'énergie de fusion est très élevé, surtout pour un pays seul et aussi est-ce grâce à la coopération internationale que la recherche a progressé et que les percées technologiques ont été partagées. L'Agence internationale de l'énergie atomique et le Conseil international de recherche sur la fusion sont deux des organismes qui coordonnent la recherche sur la fusion et qui diffusent les résultats de ces recherches ainsi que d'autres renseignements. Les projets collectifs sont également de rigueur: le Japon compte investir $250 millions dans un projet américain et les États-Unis investissent $50 millions dans un projet de l'Allemagne de l'ouest. On trouvera au Tableau 6-9 une estimation des budgets consacrés en 1980 aux principaux programmes étrangers de R et D sur la fusion.

Ces chiffres indiquent clairement que les pays technologiquement développés poursuivent activement la recherche et le développement dans le domaine de la fusion. A titre de comparaison, les États-Unis et le Japon dépensent pour la fusion l'équivalent de plus de 25% de leurs budgets consacrés à la fission. Ce pourcentage est d'environ 10% pour la Communauté européenne et de 11% pour la Grande-Bretagne. D'autres pays comme l'Australie, l'Afrique du sud, l'Espagne, le Brésil et l'Argentine s'intéressent également à la recherche dans ce domaine.

Tableau 6-9: PROGRAMME R & D EN MATIÈRE DE FUSION SUR LE PLAN INTERNATIONAL EN 1980

Pays	Budget estimé de R & D (en millions)	Principales installations de confinement magnétique en construction	Date prévue d'achèvement
États-Unis ..	$ 600	Réacteur expérimental de fusion Tokamak à Princeton	1981-82
U.R.S.S.....	$1,000	Réacteur expérimental T-15	1984
Communauté ..... européenne (Euratom)	$ 500	Joint European Torus (JET)	1983
Japon.....	$ 400	JT-60	1984

Source: Communication personnelle, Conseil national de recherches, 1981.

Il y a aujourd'hui quatre projets en voie de construction qui devraient établir la faisabilité scientifique du confinement magnétique pour l'énergie de fusion: TFTR aux États-Unis, JET en Europe, T-15 en Union soviétique et JT-60 au Japon. Ces machines expérimentales devraient nous donner des renseignements concluants sur la façon de réaliser l'ignition dans un plasma D-T. Cette génération de machines à confinement magnétique devront alors être suivis par un ou plusieurs réacteurs expérimentaux destinés à établir la faisabilité technologique de l'énergie de la fusion, puis par des réacteurs de démonstration devant servir à évaluer les possibilités économiques de cette forme d'énergie.

En 1978, l'Agence internationale de l'énergie atomique a proposé un projet international visant à aborder la phase suivante de la faisabilité technologique. Cette proposition a donné naissance à l'Atelier INTOR (Réacteur Tokamak international) dont les participants sont la Communauté européenne (par l'intermédiaire de l'Euratom), les États-Unis, l'URSS et le Japon. Cet atelier a établi les spécifications d'un dispositif de fusion et a recommandé qu'il soit construit et mis en exploitation d'ici la fin des années 1980 ou le début des années 1990. INTOR devait exiger 200 MW électriques pour fonctionner et devait produire environ 620 mégawatts thermiques. La combustion contrôlée du plasma devait durer au moins 100 secondes.

Pendant un certain temps, on avait pensé qu'INTOR pourrait être construit au Canada mais l'invasion soviétique de l'Afghanistan semble avoir mis fin au projet. A la lumière de ces développements, les États-Unis ont réexaminé leur propre programme pour décider de la meilleure façon de procéder au stade de la faisabilité technique.

En 1979-80, le Canada a dépensé $1.9 million en R&D dans le domaine de la fusion. Sur cette somme, $0.3 million provenait du gouvernement fédéral dans le cadre du Programme national de fusion nucléaire de 1979-80, $0.9 million du groupe du CNR sur la fusion par laser et $0.7 million des gouvernements provinciaux et des services publics. Les groupes internationaux engagés dans le développement de l'énergie de la fusion ne considèrent pas ce niveau de financement comme une contribution sérieuse aux efforts internationaux dans ce domaine.

Le Conseil national de recherches a proposé pour le Programme canadien de fusion nucléaire un budget qui, d'après lui, serait juste suffisant à faire reconnaître, sur le plan international, que le Canada fait un effort important dans la recherche sur la fusion. On trouvera au Tableau 6-10 les détails de ce financement. Le programme recommandé vise à acquérir les connaissances scientifiques et technologiques au Canada, à faciliter la participation canadienne aux travaux internationaux et à permettre à l'industrie canadienne de prendre part à la mise au point de systèmes commerciaux d'énergie de fusion. Le programme prévu comprend le financement de la nouvelle installation Tokamak à Varennes par le gouvernement fédéral et celui du Québec.

Le gouvernement fédéral n'a pas financé la recherche sur la fusion au niveau recommandé de $4.2 millions pendant l'année financière 1980-1981. Bien que le Groupe du CNR sur la fusion par laser ait reçu $1.2 million, le Programme national de fusion n'a reçu que $1.3 million dont $1.0 million représente la contribution fédérale initiale à la construction de l'installation Tohamak de Varennes. En conséquence, le Programme national de fusion n'a disposé que de $300,000 pour financer des études de définition de projets, pour promouvoir les travaux dans le domaine important de la recherche sur les matériaux et pour aider les savants canadiens à acquérir une expérience pratique des machines de fusion à l'étranger. Ce niveau de financement est bien inférieur à l'ensemble des investissements faits par plusieurs provinces, notamment par l'intermédiaire de leur commission électrique.

D'après le CNR, il serait préférable que notre recherche sur la fusion soit menée sur trois fronts, en raison des ressources canadiennes uniques. Premièrement, le Canada est reconnu dans le monde entier pour ses recherches sur le laser au gaz (CO_2) qui peuvent servir dans le domaine du confinement inertiel des systèmes de fusion. Deuxièmement, avec son installation de Varennes, le Canada sera en mesure de contribuer au

Tableau 6-10: DÉPENSES RECOMMANDÉES POUR UN PROGRAMME NATIONAL DE FUSION AU CANADA

Tous les chiffres sont donnés en millions de dollars canadiens de 1979.

ANNÉE FINANCIÈRE	79/80	80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88
Fonds fédéraux pour le Programme national de fusion	0.3	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	12.0	12.0	12.0
Groupe du CNR chargé de la fusion par laser	0.9	1.2	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Total des fonds fédéraux	1.2	4.2	7.5	11.0	14.0	17.0	14.0	14.0	14.0
Autres sources de fonds[a]	0.7	1.8	6.5	12.0	14.0	8.0	3.0	3.0	3.0
Financement total	1.9	6.0	14.0	23.0	28.0	25.0	17.0	17.0	17.0

[a] Comprend les gouvernements provinciaux, les services publics et les sources étrangères.

Source: Canada, Conseil national de recherches, 1980, p. 10.

programme sur le confinement magnétique. (On prévoit pour cette installation des études menant à des cycles de fonctionnement commerciaux et au raccordement d'une installation de fusion à un réseau électrique.) Troisièmement, le Canada devrait se spécialiser dans une ou deux technologies associées aux systèmes d'énergie de fusion. A cet égard, il faudrait se pencher sur la manipulation du tritium dont on aura besoin comme combustible dans les centrales de fusion commerciales de la première génération. Ontario Hydro a déjà beaucoup d'expérience pratique dans ce domaine.

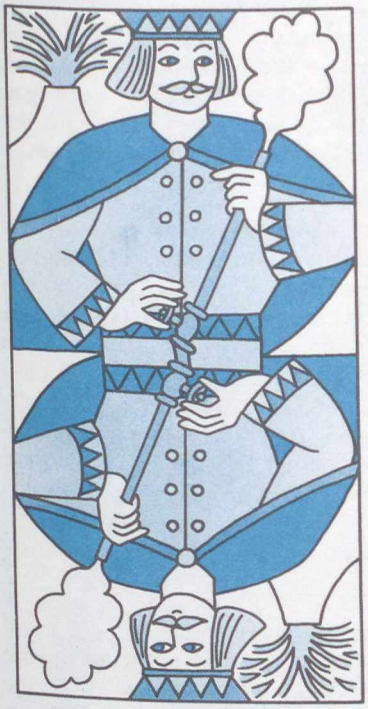
CONCLUSION

Les témoignages recueillis par le Comité indiquent clairement que la fusion sera exploitée dans des centrales commerciales au début du 21e siècle. Bien que le Comité ne puisse déterminer exactement à quel moment le système énergétique du Canada nécessitera l'apport de l'énergie de fusion, il estime que le Canada aurait beaucoup à gagner d'une participation au Programme international de commercialisation de la fusion. Le Canada ne saurait profiter de ces avantages tant qu'il n'aura pas augmenté le financement accordé à la recherche et au développement dans ce domaine.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral adopte le programme de dépenses proposé par le Comité consultatif du CNR sur la recherche en matière de fusion. Sur la période de cinq ans qui englobent les années financières 1980-81 à 1984-85, cela représente des dépenses d'environ $54 millions (en dollars constants de 1979). Une étude indépendante devrait être effectuée au cours de la troisième année du programme et au bout de cinq ans, dans le but d'en déterminer l'efficacité.

Géothermie



1. LA NATURE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

Au sens le plus large, l'énergie géothermique se réfère à la chaleur naturelle de la Terre. Au sens plus restreint d'une forme d'énergie dont peut disposer l'homme, elle se réfère à l'énergie utile que l'on peut extraire des sources naturelles de vapeur et d'eau chaude qui se trouvent dans les régions volcaniques de la Terre, dans les ceintures montagneuses d'âge géologique récent et dans les bassins sédimentaires profonds. On a recensé plusieurs sources de chauffage interne mais on considère que la chaleur produite par la désintégration d'éléments radioactifs représente la contribution principale au budget thermique de la Terre.

La chaleur est de l'énergie qui se déplace d'un milieu à haute température à un milieu à basse température, c'est-à-dire dans le cas présent, de l'intérieur de la planète à sa surface (avec rayonnement subséquent dans l'espace). Au total, les transferts d'énergie thermique de la Terre représentent un potentiel énorme, potentiel qu'on peut observer sous forme de tremblements de terre, d'activités volcaniques et de formation de montagnes. A titre d'exemple, on estime que l'énergie produite par l'éruption de Mont St. Helens, dans l'état de Washington, pendant neuf heures d'activité le 18 mai 1980, correspond environ à 100 fois la capacité totale de production d'électricité des États-Unis (Decker and Decker, 1981). Toutefois, cette activité naturelle et souvent affligeante n'est pas répartie de façon aléatoire mais tend à se manifester le long de ceintures bien définies où la présence de sources chaudes et de geysers indique également la présence d'un régime de températures élevées.

L'explication de la répartition intrigante de cette activité géologique et, partant, de l'emplacement des principaux sites géothermiques potentiels, se trouve

dans la théorie de la tectonique des plaques, théorie qui a complètement transformé les sciences géophysiques à la fin des années 60. La Figure 6-18 montre que les principaux volcans en activité dans le monde se trouvent aux limites de deux plaques, l'exception la plus notoire étant les énormes épanchements basaltiques qui ont créé les îles Hawaï. Il n'est donc pas surprenant qu'une grande partie de la prospection des ressources géothermiques se soit concentrée dans ces zones de l'écorce terrestre, dans des pays comme l'Italie, l'Islande, l'ouest des États-Unis, le Mexique, le Japon, les Philippines et la Nouvelle-Zélande. La principale exception à cette règle a été l'exploitation, par plusieurs pays européens, des aquifères chauds que l'on rencontre dans les bassins sédimentaires profonds.

Gradient géothermique et flux thermique

Le gradient géothermique sert à mesurer l'échauffement qui se produit quand on s'enfonce dans la Terre. Le gradient géothermique moyen pour l'ensemble du globe est de 25 à 30° C par kilomètre (c'est-à-dire environ 15° F par millier de pieds). C'est pourquoi les mines profondes sont plus chaudes que les mines moins profondes et exigent des systèmes de ventilation plus élaborés. Les opérations de forage deviennent également plus difficiles à mesure qu'on descend dans la Terre, l'équipement devant supporter des températures de plus en plus élevées.

Le flux thermique se réfère à la quantité de chaleur qui traverse une unité de surface (à la surface du globe) par unité de temps. Sur les parties continentales du globe, le flux thermique moyen est d'environ 62 milliwatts par mètre carré.

Tectonique des plaques

La tectonique des plaques est une théorie selon laquelle l'écorce terrestre est divisée en une douzaine de grandes plaques «flottant» sur le magma. Ces plaques, qui peuvent comprendre à la fois des roches continentales et des roches océaniques, se déplacent sous l'action de forces internes que l'on comprend encore mal, au rythme de plusieurs centimètres (parfois dix ou plus) par an.

Les plaques peuvent se déplacer latéralement l'une le long de l'autre dans des zones appelées «*failles transformantes*» (comme le long de la faille de San Andrea en Californie) ou passer l'une sur l'autre dans des «*zones de subduction*» (comme cela semble être le cas dans les profondes tranchées océaniques de l'ouest du Pacifique et sous l'Himalaya en Asie). Selon cette théorie, les dorsales océaniques sont des zones où se forment de nouveaux matériaux de la croûte, de sorte que les plaques s'éloignent de ces axes «*d'expansion du fond marin*» pour être ensuite absorbées dans la Terre le long des zones de subduction. La Figure 6-18 indique les principales plaques de l'écorce.

Dans la plupart des cas, on peut considérer que les tremblements de terre sont le résultat d'interactions dans les zones où les plaques se rencontrent.

La diffusion moyenne d'énergie thermique de la Terre sur une superficie de 1,000 mètres carrés est plus ou moins équivalente à l'énergie requise par une ampoule électrique de 60 watts. Étant donné le taux relativement lent de la transmission de la chaleur à la surface de la Terre, on recherche des zones d'anomalie dans l'écorce terrestre où l'énergie thermique est plus concentrée. L'utilisation de l'énergie géothermique devient donc un problème à deux volets. Où peut-on trouver les températures les plus élevées aux profondeurs les moins importantes? Peut-on extraire de l'énergie utile en quantités rentables d'un gisement géothermique donné?

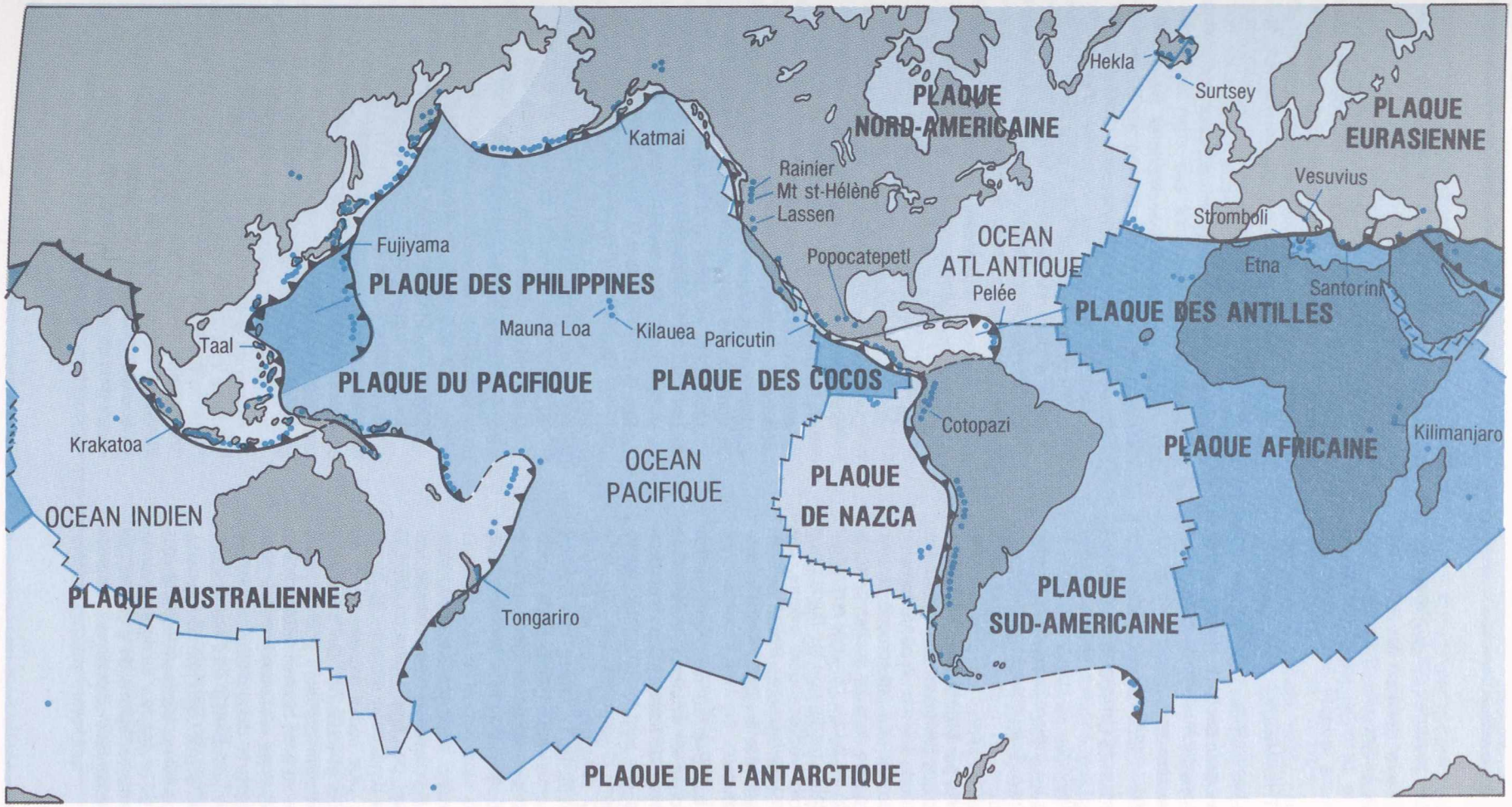
On a trouvé cinq façons d'utiliser les ressources géothermiques: (1) la production d'électricité géothermique; (2) l'utilisation des gisements de basse énergie pour le chauffage et d'autres applications ne nécessitant pas la conversion de l'énergie thermique en une autre forme d'énergie; (3) la production d'eau douce; (4) l'extraction de minéraux contenus dans la saumure géothermique; et (5) la récupération du méthane se trouvant dans les gisements géocomprimés. Les deux premières applications font l'objet d'essais de développement au Canada.

2. AVANTAGES ET DIFFICULTÉS DE L'UTILISATION DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

L'emploi de l'énergie géothermique comporte de nombreux avantages, même si l'on considère le petit nombre de gisements aujourd'hui en exploitation.

- L'exploitation de cette énergie affecte moins les terrains que la plupart des autres énergies de remplacement et la restauration des terrains est relativement facile.
- La prospection géothermique n'exige pas de quantités importantes de matériaux et d'énergie et toutes les opérations sont localisées.
- Les effets des projets géothermiques sur l'environnement devraient être minimes pour un effort modéré.

Figure 6-18: PRINCIPAUX VOLCANS EN ACTIVITÉ DANS LE MONDE ET ZONES DE HAUTE ÉNERGIE DANS L'ÉCORCE TERRESTRE



Source: d'après Earth, deuxième édition, par Frank Press et Raymond Siever. W.H. Freeman and Company. Droit auteur © 1978.

Classification des ressources géothermiques

Aucune classification générale des ressources géothermiques n'a encore été acceptée. Pour passer en revue le potentiel géothermique du Canada, nous avons adopté la classification ci-après.

GISEMENTS GÉOTHERMIQUES

—Systèmes de convection

systèmes de vapeur sèche
systèmes de vapeur humide

—Bassins sédimentaires
—Gisements géocomprimés

GISEMENTS DE ROCHES CHAUDES ET SÈCHES

SYSTÈMES DE MAGMA

Les gisements hydrothermiques comprennent tout réseau souterrain d'eau chaude ou de vapeur que l'on trouve dans les roches fracturées ou poreuses. Dans les systèmes de convection, la chaleur est transmise par la circulation de l'eau ou de la vapeur plutôt que par conduction thermique à travers la roche (cela étant un type de transfert thermique bien plus lent). Ce phénomène de convection peut se produire dans les roches perméables ou fissurées où les fluides chauffés remontent une partie du système tandis que les fluides plus denses et plus froids redescendent ailleurs. Les systèmes de convection hydrothermique peuvent se subdiviser en systèmes à vapeur sèche et systèmes à vapeur humide.

Parfois, bien que très rarement, un réservoir géothermique produira de la vapeur surchauffée entraînant peu ou pas de liquide. Ces rares gisements de vapeur sèche sont les plus intéressants pour la production d'électricité car on peut employer la vapeur directement dans les turbines pour produire l'électricité. Le champ des Geysers du nord de la Californie est un gisement de vapeur sèche qui a un plus grand potentiel géothermique-électrique que tout autre gisement découvert jusqu'à présent.

Bien plus souvent, les systèmes de convection sont régis par la circulation d'eau chaude. Les gisements contenant de l'eau à plus de 150° C peuvent servir à la production d'électricité tandis que les gisements plus tièdes peuvent servir au chauffage résidentiel et industriel. On trouve des gisements d'eau chaude exploités pour produire de l'électricité à Wairakei en Nouvelle-Zélande et à Cerro Prieto au Mexique. Au nombre des gisements moins chauds en exploitation, citons le système de Reykjavik en Islande où l'eau géothermique sert au chauffage des habitations.

Des horizons sédimentaires atteignant des milliers de mètres de profondeur se sont accumulés dans de nombreuses régions du globe et ces réservoirs peuvent contenir d'énormes volumes d'eau réchauffée par le simple fait que la température augmente avec la profondeur. Comme la température de l'eau est généralement inférieure à 100° C, ces gisements géothermiques sont le plus souvent appelés nappes d'eau chaude. Contrairement aux fluides des systèmes de convection, l'eau des réservoirs sédimentaires profonds ne circule que lentement ou est virtuellement statique. Des nappes d'eau chaude sont exploitées en Hongrie et en Union soviétique depuis de nombreuses années, principalement pour le chauffage urbain et l'agriculture.

Les gisements géocomprimés ou dépôts à pression anormalement élevée sont une autre forme de réservoir sédimentaire. Toutefois, leurs caractéristiques et leur potentiel d'exploitation sont suffisamment différents pour qu'on les examine à part. La présence de gaz naturel dans certains de ces gisements ne peut qu'en encourager la prospection.

Passons maintenant au second groupe de ressources géothermiques, les gisements de roches chaudes et sèches. Dans certaines régions du globe, on trouve à faible profondeur des masses rocheuses à gradient géothermique élevé. Deux raisons sont offertes pour expliquer pourquoi ces roches sont plus chaudes. Des matériaux en fusion peuvent avoir pénétré l'écorce terrestre dans un passé géologique récent. Ces matériaux élèvent la température des roches de l'écorce avoisinantes. Ou encore, la masse rocheuse peut contenir des concentrations anormales d'éléments radioactifs, au point que la chaleur de la désintégration radioactive crée une anomalie géothermique. Si les roches en question contiennent peu ou pas d'eau on dit que le système est sec. L'exploitation de cette forme d'énergie est freinée par le fait qu'on ne dispose d'aucun moyen efficace pour transformer la chaleur. Si l'on pouvait mettre au point une méthode pratique et économique d'extraction de l'énergie thermique des roches chaudes et sèches, on aurait là une ressource très importante.

Les systèmes de magma sont des emplacements de roche en fusion dans l'écorce terrestre. La température de la roche en fusion se situe entre 600 et 1500° C (environ 1100 et 2700° F) et l'énergie que contiennent les systèmes de magma est immense. Les problèmes d'extractions sont toutefois considérables et l'exploitation de la chaleur du magma est encore hypothétique.

Seuls les systèmes de convection ou les réservoirs sédimentaires font actuellement l'objet d'une exploitation commerciale. On s'attend toutefois à une utilisation commerciale des gisements géocomprimés et des gisements de roches chaudes et sèches avant la fin du siècle. On ne voit aucune possibilité d'exploiter les systèmes de magma dans un proche avenir.

- Comme l'énergie géothermique est disponible sans interruption, elle peut fournir une énergie de charge minimale, ce qui lui donne un avantage inhérent par rapport aux autres formes d'énergie comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie marémotrice.
- La chaleur des gisements géothermiques à basse énergie peut être directement utilisée pour le chauffage et l'agriculture, offrant un excellent mariage des sources d'énergie et des applications.
- Comme on trouve des gisements géothermiques exploitables dans des formations géologiques plus diverses que ce n'est le cas pour le pétrole, par exemple, l'énergie géothermique peut apporter des avantages économiques et politiques à certains pays.
- La technologie de l'énergie géothermique n'est pas aussi complexe que celle d'autres formes d'énergie comme la fission nucléaire, ce qui en fait une option plus appropriée pour de nombreux pays en voie de développement.
- Les centrales géothermiques sont de dimensions limitées et sont plus faciles à intégrer dans de petits réseaux d'alimentation électrique que ne le serait une grande centrale qui doit avoir des dimensions plus importantes afin de permettre des économies d'échelle. On envisage même d'employer de petites génératrices géothermiques-électriques (systèmes de conversion d'énergie portatifs et autonomes produisant de un à dix mégawatts) pour exploiter l'énergie géothermique.

Un bon nombre des difficultés que présente l'exploitation de l'énergie géothermique sont de nature technique ou économique. L'effet sur l'environnement est généralement local et peut être contrôlé de façon satisfaisante avec une planification adéquate. Les obstacles à l'emploi de l'énergie géothermique sont les suivants:

- Le forage est plus difficile que dans le cas du pétrole en raison des hautes températures rencontrées, de l'usure accélérée de l'équipement, du plus grand risque d'éruption et en raison de la perte de circulation plus fréquente des fluides de forage.
- Il reste encore beaucoup à apprendre en général sur les caractéristiques de production et sur la longévité des réservoirs géothermiques. Ce manque de connaissances rend difficile toute analyse économique de l'exploitation géothermique.
- L'affaissement de terrains causé par la disparition des fluides souterrains peut poser un problème d'envergure. (Ce phénomène est bien connu dans la production du pétrole et, dans les zones affectées, on injecte de l'eau pour remplacer le pétrole soutiré pour enrayer en grande partie les problèmes de subsidence.) Dans le champ de Wairakei en Nouvelle-Zélande, où l'eau géothermique est déchargée dans une rivière au lieu d'être réinjectée dans la formation, la subsidence maximale a dépassé 3.7 m (12 pieds) et une zone de plus de 65 kilomètres carrés (25 milles carrés) a été affectée.
- L'exploitation de l'énergie géothermique est très bruyante à l'échelle locale, notamment dans les gisements de vapeur sèche.
- La pollution de l'eau peut se produire dans n'importe quelle phase de l'exploitation géothermique car les eaux géothermiques nocives ou très salines peuvent contaminer les eaux de surface ou l'aquifère.
- Les fluides géothermiques contiennent en général des substances gazeuses qui peuvent causer des problèmes locaux de pollution atmosphérique et la nécessité d'avoir des systèmes avancés de contrôle des émissions peut rendre plus coûteuse l'exploitation d'un gisement géothermique donné.
- En raison du faible rendement des systèmes (dans la conversion de l'énergie thermique en énergie électrique), les centrales géothermiques émettent de grandes quantités de chaleur perdue par unité de courant électrique produite. Une unité type des Geysers utilise environ 785 mégawatts d'énergie thermique pour produire 110 mégawatts électriques, ce qui constitue un rendement de conversion d'environ 14%.
- Sous pression, l'eau chaude peut dissoudre des quantités surprenantes de matériaux qui peuvent être extrêmement corrosifs ou entraîner l'incrustation des éléments de plomberie dans l'installation géothermique. Les coûts d'entretien et, en conséquence, ceux du projet seront donc plus élevés.
- L'exploitation de l'énergie géothermique doit se faire sur place car le coût du transport de la vapeur ou de l'eau chaude devient rapidement supérieur à la valeur de l'énergie disponible.
- Contrairement aux autres sources d'énergie, l'énergie géothermique n'offre pas d'option de localisation: la centrale doit se trouver près du réservoir. L'exploitation géothermique peut donc entraîner des conflits d'utilisation des terres dans les régions à vocation récréative ou les régions ayant une certaine beauté naturelle.
- Du point de vue de la production d'énergie électrique, l'exploitation géothermique est une entreprise coûteuse, étant donné l'état actuel de la technologie. L'électricité produite à partir de gisements de vapeur sèche est aujourd'hui une proposition intéressante mais l'électricité géothermique produite à partir des gisements d'eau chaude que l'on trouve en plus grand nombre, reste encore trop chère le plus souvent.
- Des problèmes juridiques et administratifs peuvent retarder l'exploitation de cette ressource comme cela a été le cas aux États-Unis.

3. DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX ET CANADIENS

De nombreux pays étudient le potentiel de l'énergie géothermique, tant pour la production d'électricité que pour d'autres applications mais cette ressource n'est encore exploitée que sur une petite échelle (Tableaux 6-11 et 6-12). Alors que l'U.R.S.S. se place au premier rang pour ce qui est des applications non électriques de cette forme d'énergie, c'est en Californie qu'on trouve près de la moitié de la capacité géothermique-électrique du monde. L'apport des ressources géothermiques au bilan énergétique mondial restera faible pendant le reste du siècle mais promet de devenir important dans certaines régions.

Après des difficultés au cours des dix dernières années, les États-Unis espèrent voir une expansion rapide de la capacité géothermique-électrique du champ des Geysers dans les années 80. En octobre 1980, ce champ avait une puissance installée de 928 mégawatts électriques, avec 15 unités en service, représentant un investissement d'environ 2 milliards de dollars. Le champ des Geysers fournit déjà presque la moitié de l'électricité de San Francisco et sa capacité de production pourrait à la longue dépasser les 4000 mégawatts. Les Geysers représentent aujourd'hui la centrale la plus économique de l'état de Californie et fournissent environ 2% de l'électricité de cet état. La prospection de gisements géothermiques pour la production d'électricité ou de chaleur se poursuit dans de nombreux états de l'ouest des États-Unis et l'exploitation de cette ressource devrait connaître un essor rapide au cours des années 80.

Tableau 6-11: PUISSANCE GÉOTHERMIQUE-ÉLECTRIQUE INSTALLÉE EN 1978

	CAPACITÉ INSTALLÉE (mégawatts électriques)
États-Unis	1,000
Mexique	153
Japon	218
Italie	455
Islande	64
El Salvador	60
Nouvelle-Zélande	203
Philippines	58
U.R.S.S.	5
République de Chine	3
TOTAL MONDIAL	2,219

Source: Stock, 1981

Tableau 6-12: UTILISATION DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE À DES FINS AUTRES QUE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 1979

PAYS	RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL	AGRICOLE	INDUSTRIEL
	(mégawatts thermiques)		
États-Unis	75	5	5
Italie	50	5	20
Nouvelle-Zélande	50	10	150
Japon	10	30	5
Islande	680	40	50
U.R.S.S.	120	5,100	—
Hongrie	300	370	—
France	20	—	—
République de Chine	—	100	—

Source: Stock, 1981

L'Islande utilise les ressources géothermiques pour le chauffage des habitations, la majorité de sa population étant ainsi desservie. La Japon utilise l'énergie géothermique à une petite échelle pour produire de l'électricité, pour le chauffage des habitations, pour l'agriculture et pour l'industrie et dans des stations thermales. A la suite de l'augmentation des prix du pétrole dans les années 1970, le Japon poursuit un programme intensif de recherches géothermiques visant à mettre en place une puissance géothermique-électrique de 50,000 MW au début du 21e siècle.

En Amérique latine, la plus grande exploitation géothermique est celle de la centrale d'une capacité de 150 mégawatts à Cerro Prieto au Mexique. On s'attend à ce que le champ de Cerro Prieto atteigne une capacité de 400 MW en 1982. En 1977, la centrale du Salvador a produit presque un tiers de l'électricité de ce pays. Si de nombreux projets, actuellement à la phase des études de faisabilité, aboutissent, le Guatemala, le Honduras, le Nicaragua, l'Argentine et le Chili auront également des centrales géothermiques-électriques en exploitation d'ici dix ans.

En Nouvelle-Zélande, la production commerciale d'électricité géothermique a atteint une capacité de 192 MW dans la nappe de Wairakei et on s'attend à une capacité supplémentaire de 150 MW quand le champ adjacent de Broadlands sera en service vers 1985. La baisse de la pression dans la nappe de Wairakei a obligé

à une réduction de la production qui est maintenant de 145 MW. Le nouveau taux d'utilisation de la vapeur semble avoir stabilisé quelque peu la production d'énergie mais paraît toujours dépasser le taux de recharge du réservoir. On pense maintenir indéfiniment une production d'environ 100 MW. Environ 8% de l'énergie électrique de la Nouvelle-Zélande provient des sources géothermiques.

La France exploite des nappes d'eau chaude dans ses bassins sédimentaires et dans la région parisienne, 12,000 logements environ sont chauffés à l'énergie géothermique et on projette d'en équiper davantage. Contrairement à la plupart des plans d'exploitation géothermique, cette application se fait dans une région où le gradient géothermique est moyen. La France projette de chauffer 2% de ses logements à l'énergie géothermique avant la fin du siècle.

En Hongrie, des nappes d'eau chaude servent depuis les années 30 au chauffage de certains quartiers de Budapest et le gouvernement hongrois procède à la mise au point d'un grand réseau géothermique pour chauffer toute la ville de Szeged. A plus long terme, le gouvernement projette de chauffer entre 100,000 et 200,000 logements de plus. On utilise également l'eau chaude dans une large mesure pour l'agriculture. Au total, la Hongrie exploite aujourd'hui plus de 1,100 MW d'énergie géothermique.

L'Union soviétique est le principal utilisateur d'énergie géothermique du monde en ce qui concerne les applications autres que la production d'électricité, la principale application étant l'agriculture. Le chauffage géothermique est utilisé en U.R.S.S. depuis 1947. En 1975, on signalait que 28 nappes géothermiques fournissaient de la chaleur pour les habitations et l'agriculture dans plusieurs régions de l'Union soviétique.

Au Canada, ce n'est que récemment qu'on a commencé à s'intéresser aux ressources géothermiques et on ne sait pas encore le rôle que jouera cette forme d'énergie. La Direction de la physique du globe du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources est le principal organisme de recherche sur la géothermie. Le groupe des études géothermiques existe depuis 1962, mais ce n'est que récemment que ce groupe s'est vu octroyer des fonds de recherche plus substantiels.

La recherche est axée sur la définition des zones à potentiel géothermique au Canada bien qu'on soit encore loin de pouvoir publier un répertoire complet de ces ressources pour tout le Canada. La méthode qu'a adoptée le gouvernement fédéral consiste à recenser les zones les plus prometteuses puis de rechercher la collaboration du gouvernement provincial ou de la commission d'énergie appropriée pour le stade de la mise en exploition.

Les recherches sur le potentiel géothermique du Canada sont actuellement concentrées dans deux régions: une grande anomalie thermique qui s'étend du sud du Yukon au centre-ouest de la Colombie-Britannique et le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. L'Est du Canada semble moins prometteur mais il est possible qu'on trouve des gisements d'eau à température relativement basse en association avec des roches contenant des minéraux radioactifs.

La région la plus à l'ouest du pays fait partie de la dorsale d'activité géologique de l'Amérique du nord et de l'Amérique du sud. Cette zone est caractérisée par une activité sismique, par une activité volcanique actuelle (ou géologiquement récente), par des sources chaudes et des zones de flux thermique important mais on n'y trouve pas les caractéristiques (vasières, zones d'altération, eau bouillante) généralement présentes près des nappes géothermiques en production. Souther (1975, p. 266) a décrit en ces termes le potentiel géothermique de cette région du Canada:

> ... Il semble extrêmement peu probable que l'on trouve au Canada une nappe de vapeur sèche comme celle de Larderello ou des Geysers. Ces nappes sont invariablement associées à la présence de vapeur ou d'eau bouillante à la surface. Ne serait-ce que la moindre activité thermique de ce genre n'aurait pas passé longtemps inaperçue dans la Cordillère canadienne où, depuis vingt ans, l'industrie minière utilise des hélicoptères pour la prospection...
>
> Il est plus réaliste d'espérer trouver au moins une nappe d'eau chaude (comme celui de Warakei) capable de fournir suffisamment de vapeur pour produire de l'électricité... Les zones qui semblent les plus prometteuses pour les recherches sont définies par les quatre ceintures de volcans du quaternaire qui s'étendent à travers la Colombie-Britannique et dans le sud-ouest du Yukon...

L'étude du volcanisme récent en Colombie-Britannique et au Yukon a amené le gouvernement fédéral à choisir la région de Meager Mountain comme site de la première démonstration d'un réservoir géothermique d'origine volcanique. Le gouvernement travaille depuis cinq ans à ce projet avec la coopération de B.C. Hydro. Les recherches ont d'abord porté sur le choix du meilleur emplacement pour le forage en profondeur étant donné que le réservoir ne se trouve pas toujours directement au-dessous des manifestations superficielles de la ressource géothermique. Si on découvre un gisement ayant les caractéristiques appropriées, B.C. Hydro en assurera la mise en exploitation commerciale et pourrait avoir une centrale pilote en service d'ici le milieu des années 80. Le financement du projet de Meager Mountain par le gouvernement fédéral a atteint $420,000 pendant l'exercice de 1980-81 et est fixé à $325,000 pour 1981-1982.

Aucune région de la cordillère canadienne n'a été étudiée en détail pour son potentiel géothermique autant

que la zone de Meager Mountain mais on s'intéresse également à d'autres sites. On pourrait trouver des ressources géothermiques pouvant servir à la production d'électricité dans d'autres ceintures volcaniques de la Colombie-Britannique et du Yukon. La région de Mount Edziza dans le nord de la Colombie-Britannique semble particulièrement prometteuse. Cependant, en raison de l'isolement de cette région, de l'absence d'un marché local suffisant et des coûts qu'entraînerait la prospection de cette ressource, il est peu probable que le gouvernement fédéral accorde une grande priorité à ce projet. Le fait que cette nappe géothermique est situé dans le parc provincial de Mount Edziza pourrait entraîner des conflits sur le plan de l'utilisation des terres.

L'autre région du Canada qui fait actuellement l'objet d'études et qui semble présenter les meilleures possibilités de réalisation à court terme est le grand bassin sédimentaire qui se trouve sous la majeure partie de l'Alberta et certaines parties de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. On a d'abord songé à exploiter le potentiel thermique de ce bassin quand l'Unité de la recherche sur l'énergie (ERU) de l'Université de Regina a approché le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources à propos de la possibilité du chauffage géothermique d'un nouveau bâtiment. Le gouvernement fédéral contribue à ce projet en finançant le forage de puits d'essai, dans le cadre de ses objectifs concernant la définition des zones à potentiel géothermique exploitable. Le système de chauffage envisagé nécessite deux trous de forage, l'un pour pomper l'eau jusqu'à la surface et l'autre pour la retourner dans la formation. Les résultats du forage initial sont encourageants et les travaux se poursuivent. La contribution du gouvernement fédéral au projet de Regina était de $17,700 en 1980-81 et devrait être de $250,000 en 1981-82.

Afin de mieux définir le potentiel géothermique du Canada, un programme de petite envergure est en cours pour évaluer les ressources. Ce programme a coûté $592,000 en 1981-81. Pendant cet exercice, le total des dépenses du gouvernement fédéral au chapitre de l'énergie géothermique s'est élevé à un peu plus d'un million de dollars, en tenant compte des projets à financement conjoint.

CONCLUSION

La façon dont le gouvernement fédéral a abordé la question de l'exploitation géothermique est bonne: identifier et définir les ressources et rechercher la participation des parties intéressées dans leur commercialisation.

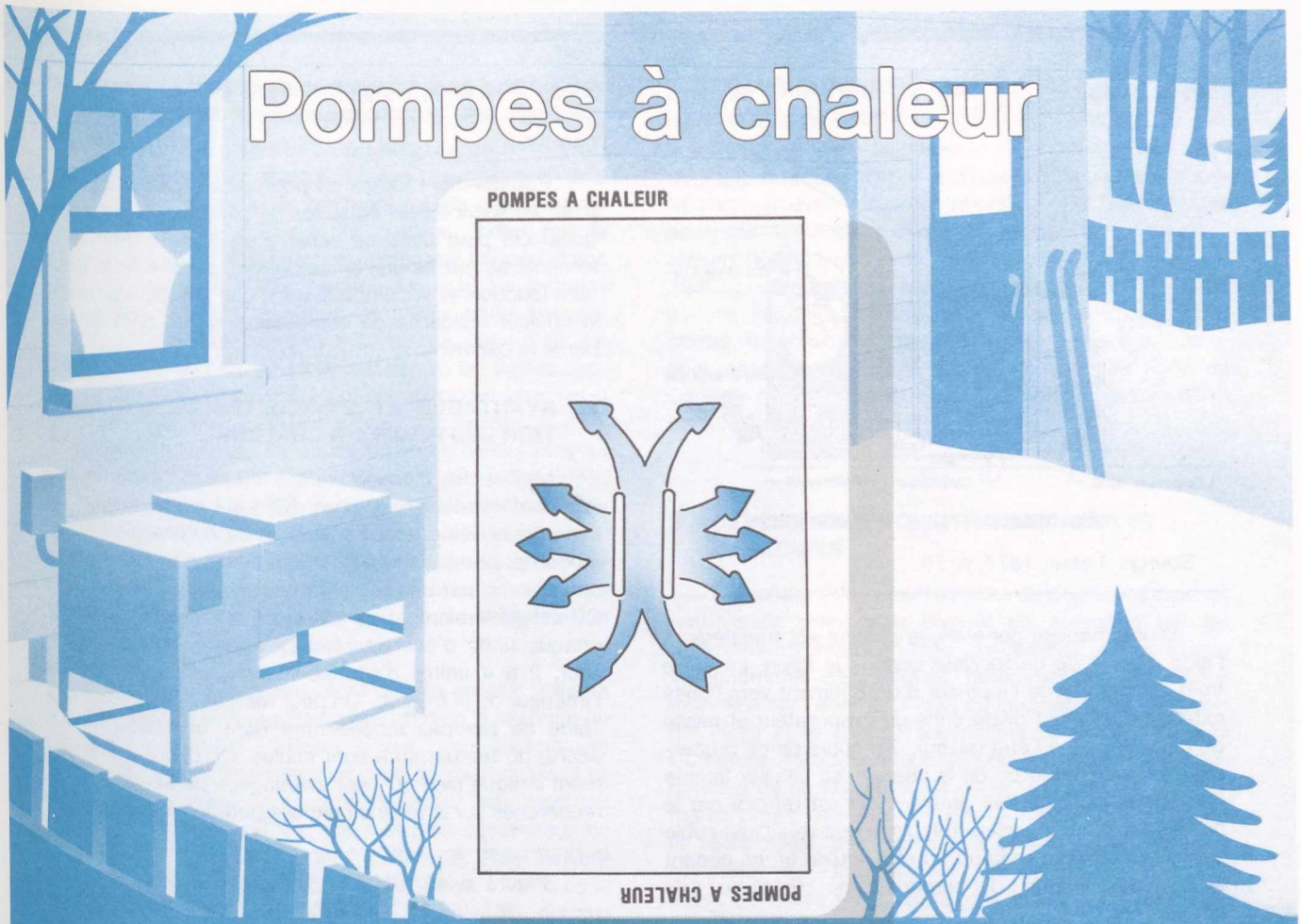
CONCLUSION

L'énergie géothermique n'apportera pas grand-chose au système énergétique du Canada pendant le reste du siècle. A long terme, cette ressource pourrait y contribuer de façon importante, notamment dans des applications autres que la production d'électricité, si l'on met au point des méthodes d'extraction économiques.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que les dépenses engagées par le gouvernement fédéral au chapitre de l'énergie géothermique soient suffisantes pour réaliser au moins les buts suivants: définir l'importance des ressources géothermiques au Canada; promouvoir la mise en valeur de cette forme d'énergie, notamment pour le chauffage des locaux; et déterminer si l'on peut extraire de l'énergie thermique des roches chaudes et sèches.

Pompes à chaleur



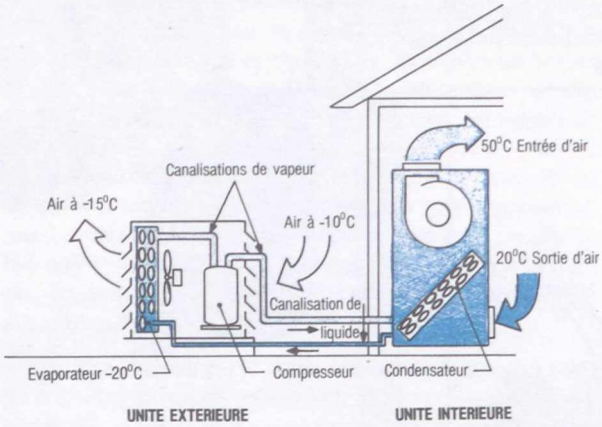
1. TECHNOLOGIE DES POMPES À CHALEUR

Dans les circonstances normales, la chaleur se propage naturellement d'un milieu chaud à un milieu froid jusqu'à la réalisation d'un équilibre. Tout système mécanique destiné à inverser le cours normal de ce flux porte le nom de pompes à chaleur. Les réfrigérateurs et les climatiseurs constituent les applications les plus communes des pompes à chaleur, toutefois celles qui sont destinées à la climatisation et au chauffage des bâtiments résidentiels, des bureaux et des installations industrielles sont exploitées depuis des décennies et deviennent de plus en plus populaires.

Le fonctionnement des pompes à chaleur dépend du fait qu'il existe toujours dans l'air (ou l'eau ou le sol) entourant un bâtiment une certaine quantité de chaleur qui peut être captée et utilisée pour le chauffage. Dans la plupart des installations, l'échange thermique extérieur se fait dans l'atmosphère mais cette méthode n'est pas la plus efficace et n'est rentable que si elle exige moins d'investissement que les autres options. L'échange thermique dans l'eau (quand le gel ne constitue pas un problème) ou dans le sol (quand cela est faisable) est préférable parce que ces milieux ne sont pas sujets aux grandes fluctuations de température de l'atmosphère qui réduit l'efficacité d'un appareil air-air. Dans de rares cas, on peut avoir recours à des sources géothermiques (comme les sources chaudes) pour les échanges de chaleur.

La figure 6-19 illustre le fonctionnement d'une pompe à chaleur à base d'air. La pompe à chaleur comporte deux unités: une unité extérieure qui absorbe la chaleur de l'atmosphère et une intérieure qui libère cette énergie thermique à l'intérieur d'un bâtiment. Le fonctionnement d'un grand nombre de pompes à chaleur peut être inversé en période d'été afin d'assurer la climatisation.

Figure 6-19: LES ÉLÉMENTS FONDAMENTAUX D'UNE POMPE À CHALEUR



Source: Leslie, 1977, p. 78.

D'une manière générale, la chaleur est transférée à l'aide d'un *fluide caloporteur* comme le fréon. Le fluide froid est pompé de l'intérieur d'un bâtiment vers l'unité extérieure où il est dilaté dans un évaporateur et passe de l'état liquide à l'état gazeux. Au cours de ce processus, le liquide absorbe de la chaleur, sa chaleur latente de vaporisation, de l'air ambiant qui est refroidi par le procédé. Un compresseur refoule le gaz vers l'immeuble où il se condense, reprend un état liquide et, en cédant sa chaleur latente de vaporisation, réchauffe l'air ambiant.

La chaleur latente de vaporisation

La chaleur latente de vaporisation est l'énergie requise par une substance pour passer de l'état liquide à l'état gazeux. Cette énergie est plus importante que celle requise par l'augmentation ou la réduction de la température du liquide. Par exemple, s'il faut une calorie pour élever d'un degré Celsius la température d'un gramme d'eau, il en faut 540 pour *vaporiser* un gramme d'eau amené au point d'ébullition.

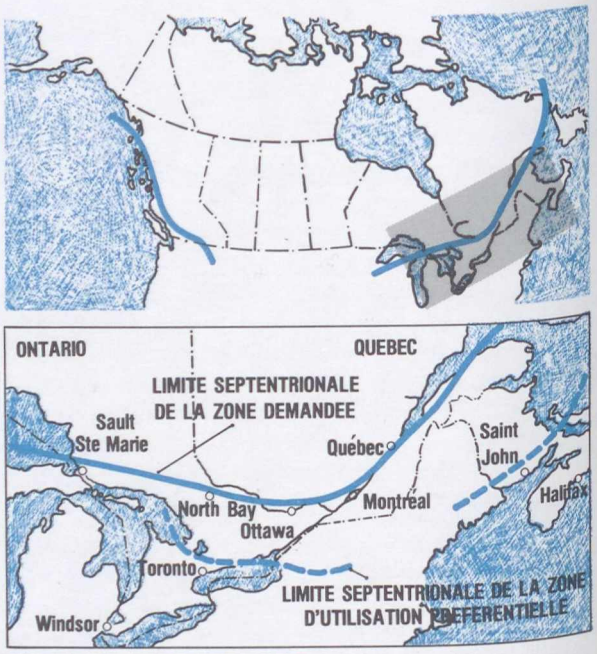
Ce cycle (appelé cycle de compression de la vapeur) est de loin le plus communément utilisé de nos jours. D'autres cycles peuvent impliquer la compression et la dilation de l'air ou l'absorption chimique de la chaleur, mais ils sont tous d'un usage limité ou en cours de mise au point et, jusqu'à date, aucun d'entre eux n'est capable de soutenir la concurrence du cycle de compression de la vapeur. On trouvera dans la section sur l'énergie solaire l'analyse d'une formule nouvelle et particulièrement prometteuse qui consiste à combiner une simple pompe à chaleur utilisant l'eau comme fluide caloporteur avec un système de chauffage solaire utilisant des sels hygroscopiques pour le stockage de la chaleur.

Pratiquement toutes les pompes à chaleur actuellement en service sont équipées de compresseurs électriques. On peut aussi se servir d'un moteur thermique alimenté au gaz naturel ou au pétrole, par exemple, pour faire fonctionner le compresseur d'une pompe à chaleur; la chaleur résiduelle de combustion sert à chauffer en partie le bâtiment.

2. AVANTAGES ET DIFFICULTÉS DE L'UTILISATION DES POMPES À CHALEUR

L'efficacité d'une pompe à chaleur s'exprime par son *coefficient de rendement* (CR) qui est le rapport de l'énergie cédée à température élevée, à l'énergie fournie au compresseur. Si une pompe à chaleur sert à chauffer une maison par une température extérieure de 0° C, le CR est généralement de 2 à 4, ce qui signifie que pour chaque unité d'énergie électrique fournie au compresseur, 2 à 4 unités d'énergie thermique sont cédées à l'intérieur de la maison. On peut réaliser des CR élevés à l'aide de pompes fonctionnant dans un milieu où les écarts de température sont faibles. Ce genre de rendement indique bien qu'il est avantageux de poursuivre les recherches sur la technologie des pompes à chaleur.

Figure 6-20: LIMITE SEPTENTRIONALE DE L'APPLICATION DES POMPES À CHALEUR À BASE D'AIR AU CANADA



Source: Sandori, 1978, p. 51

Le rendement d'une pompe à chaleur et la température extérieure sont inversement proportionnels. Pour une température extérieure de référence de 0° C environ, la pompe à chaleur pourvoit simplement aux besoins de chauffage du bâtiment qu'elle dessert; pour une température moindre, la chaleur cédée par la pompe à chaleur doit être augmentée par l'apport d'une autre source. Il est donc évident que dans les latitudes nordiques, le froid rigoureux de l'hiver limite énormément l'emploi des pompes à chaleur à base d'air. La Figure 6-20 montre de façon estimative les limites septentrionales des possibilités d'utilisation des pompes à chaleur classiques à base d'air au Canada. Bien sûr, les progrès technologiques pousseront ces limites plus au nord, et ces dernières ne s'appliquent pas aux pompes à chaleur basées sur des échanges thermiques dans le sol ou dans l'eau ou fondées sur des techniques innovatrices. Toujours est-il que le tiers environ de la population canadienne vit dans la «zones préférentielle», ce qui dénote que même à présent cette technologie devrait intéresser beaucoup de Canadiens.

Les pompes à chaleur sont de plus en plus utilisées par l'industrie dans des domaines comme le séchage du bois et le Comité s'attend à voir cette technologie appliquée à des domaines de plus en plus vastes. Les pompes à chaleur sont particulièrement avantageuses dans les bâtiments où l'on doit maintenir des niveaux de température différents. A titre d'exemple, elles peuvent servir à solidifier la glace d'une patinoire et, à l'aide de la chaleur dérivée de ce processus, chauffer les gradins environnants. De même, les pompes à chaleur peuvent servir à chauffer l'eau d'une piscine fermée en lui cédant la chaleur puisée dans l'air environnant ou une patinoire adjacente. Ce genre d'équilibre énergétique représente probablement l'une des meilleures applications à court terme de la technologie des pompes à chaleur.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que l'on encourage l'emploi des pompes à chaleur dans les complexes récréatifs communautaires qui s'y prêtent et que les trois paliers du gouvernement se penchent sur la possibilité d'aide financière dans ce domaine.

Les pompes à chaleur sont intéressantes parce qu'elles réduisent sensiblement la consommation de l'énergie mais leurs coûts d'investissement et d'entretien sont actuellement plus élevés que ceux d'autres systèmes. En outre, les coûts tout comme la disponibilité des combustibles de remplacement varient considérablement au Canada, ce qui fait que l'évaluation de la rentabilité des pompes à chaleur ne peut se réaliser sans comparaisons spécifiques d'un endroit à l'autre. Par exemple, Cane (1980) suggère dans son étude que les calorifères à gaz, sous réserve de disponibilité du gaz naturel, constituent un système de chauffage plus économique que les pompes à chaleur, qu'il s'agisse d'installation nouvelle ou de réfection. De même, des analyses économiques effectuées par d'autres chercheurs (Kernan et Brady, 1977; Heap, 1979; Stricker, 1980) confirment qu'il est difficile de faire des généralisations sur l'applicabilité des pompes à chaleur. Par contre, les analyses suggèrent que les pompes à chaleur sont économiques dans toutes les grandes villes du Canada où les propriétaires attachent beaucoup d'importance à la climatisation.

3. DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX ET CANADIENS

L'évolution de la recherche et du développement en matière de pompes à chaleur est surveillée par les organisations internationales concernées par les approvisionnements énergétiques, notamment la Conférence mondiale sur l'énergie, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et le Comité scientifique et technique de la Communauté économique européene. Le Conseil international de recherche et de documentation sur les bâtiments publie des analyses des recherches actuelles sur la technologie des pompes à chaleur appliquée aux bâtiments et l'International Institute of Refrigeration inclut dans ses publications des travaux sur une large gamme d'applications des pompes à chaleur.

Au Royaume-Uni, le nombre de pompes à chaleur installées jusqu'à présent ne dépasse pas un total de 500, surtout en raison du manque d'équipement approprié. L'Electricity Council contrôle l'exploitation des pompes à chaleur à base d'air dans les bâtiments commerciaux et met actuellement au point des pompes à chaleur à haute température destinées à l'usage industriel. Un certain nombre d'organismes examinent la faisabilité des pompes à chaleur à gaz.

L'exploitation résidentielle des pompes à chaleur en France date de 1970 mais la production en masse des pompes à chaleur n'est pas encore entamée dans le pays, ce qui a ralenti le perfectionnement de la technologie. Au début de 1977, 3,100 unités étaient déjà installées, dont 2,800 dans les logements collectifs, 150 dans les édifices à bureaux, 350 dans les magasins et 200 dans les petites entreprises. L'un des principaux domaines industriels d'application des pompes à chaleur en France est le séchage du bois; plus de 1,000 unités y sont actuellement exploitées. Le bois à sécher est placé dans un local déshydraté à l'aide des serpentins de refroidissement d'une pompe à chaleur et l'air qui est chauffé par les serpentins de réchauffage est renvoyé dans le local de dessiccation.

Les pompes à chaleur font l'objet d'intenses activités de recherche et de développement en Australie, Autriche et Belgique, au Danemark, en Irlande, Finlande et Italie, au Japon, aux Pays-Bas, en Nouvelle-Zélande, Norvège, Suède, Suisse et Allemagne de l'Ouest. Leurs applications industrielles sont répandues en Europe dans des domaines comme le séchage des briques, de la céramique et des pâtes alimentaires, l'évaporation du lait et d'autres denrées alimentaires et la concentration des solutions sucrées et des boissons alcoolisées. Un domaine d'application spécial utilisé exclusivement en Europe jusqu'à date est le processus de l'électroplacage. En effet, dans ce processus, les étapes de nettoyage, de traitement à l'acide, d'apprêt, de placage et de lavage exigent deux bains distincts chaud et froid, et les pompes à chaleur maintiennent d'une façon parfaite les différences de température requises pour ces bains.

Aux États-Unis, la première exploitation de la pompe à chaleur sur une grande échelle eut lieu en 1930-1931 dans les bureaux de la Southern California Edison Company à Los Angeles. En 1940, le nombre d'installations commerciales aux É.-U. passait à 15. Les premiers essais des pompes à chaleur à échange thermique dans le sol eurent lieu en 1950. Au début des années soixante, les pompes à chaleur résidentielles bénéficièrent d'un marché appréciable aux États-Unis, mais ne tardèrent pas à être abandonnées à défaut de fiabilité suffisante. Pour la même raison, en 1964, les forces armées américaines interdirent l'utilisation des pompes à chaleur dans leurs projets de logement et cette interdiction est restée en vigueur jusqu'en 1975. Par la suite, la fiabilité des pompes à chaleur fut améliorée et la courbe des ventes reprit de l'essor au début des années soixante-dix, surtout pour les appareils réversibles. Le ministère de l'Énergie met au point une nouvelle pompe à chaleur à gaz naturel qui serait lancée sur le marché au début des années quatre-vingt. L'énergie calorifique totale cédée par la pompe à chaleur à gaz dépasserait de 50% environ celle d'une pompe à chaleur classique et ce, sans modifier la consommation énergétique.

Le marché international des pompes à chaleur gagne de plus en plus de terrain. Aux États-Unis par exemple, on s'attend à écouler sur le marché de 1980 un total de 600,000 unités réversibles pour le chauffage et la climatisation des locaux. En 1979, la consommation canadienne a atteint 5,000 unités et, entre ces deux situations nord-américaines, se situe l'Allemagne où la demande est évaluée pour 1980 à un total de 15,000 à 18,000 unités (Stricker, 1980, p. 5). Les dimensions relatives de ces marchés reflètent les différents degrés d'innovation technologique ainsi que les besoins spécifiques du consommateur dans chaque région. En Amérique du Nord, les domaines d'application sont en premier lieu résidentiels et commerciaux. En Europe, les applications industrielles sont à un stade plus avancé.

Au Canada, les pompes à chaleur servent à la dessiccation du bois dur (la dessiccation du bois tendre exige des températures bien plus élevées que les pompes à chaleur actuelles sont encore incapables de produire). La recherche et le développement en matière de pompes à chaleur ne témoignent pas encore d'une grande envergure au Canada. Hydro Ontario entreprend des recherches visant à réduire la température de référence des pompes à chaleur de manière à permettre leur utilisation par des températures extérieures plus froides et dans les localités situées plus au nord. La plus grande partie de ce programme est parrainée par l'Association canadienne de l'électricité qui lancera un appel d'offres aux fabricants canadiens pour la construction de la pompe à chaleur conçue par Hydro Ontario.

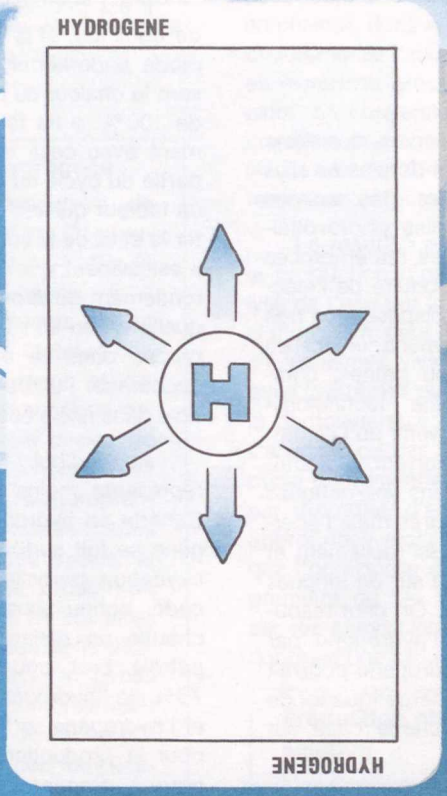
CONCLUSION

L'utilisation de plus en plus fréquente des pompes à chaleur au Canada est compatible avec les objectifs de substitution du pétrole et de conservation de l'énergie. Cependant la décision d'appliquer ou non cette technologie dépend vraiment de la situation envisagée.

RECOMMANDATION

La stratégie de R & D gouvernementale et industrielle devrait faciliter le perfectionnement de la technologie des pompes à chaleur dans le but de l'introduire sur les marchés commerciaux, résidentiels et industriels et de rechercher les moyens les plus efficaces de combiner les pompes à chaleur aux autres technologies énergétiques.

Hydrogène



1. LA NATURE DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène (H_2) est le plus léger et le plus abondant des éléments. Sous sa forme élémentaire, c'est un gaz incolore, inodore et sans saveur qui s'enflamme facilement dans l'air. Sur la terre, l'hydrogène se trouve toujours mélangé à un ou plusieurs autres éléments. Par exemple, l'eau (H_2O) est un mélange d'hydrogène et d'oxygène et le gaz naturel (CH_4 ou méthane) est un mélange d'hydrogène et de carbone. Pour obtenir de l'hydrogène pur, il faut dépenser de l'énergie pour le séparer des autres éléments auxquels il est mélangé et c'est pourquoi on ne doit pas parler de l'hydrogène comme étant une source d'énergie. C'est par contre un transporteur ou une devise d'énergie, car il libère de l'énergie en se recombinant à l'oxygène. L'hydrogène est en fait une devise d'énergie très intéressante car on peut le produire à partir d'une très grande diversité de sources comme l'eau, le charbon et le gaz naturel, grâce grâce à un certain nombre de procédés et s'en servir pour une vaste gamme d'applications.

Le principal consommateur d'hydrogène pur est l'industrie chimique qui s'en sert comme matériau de base dans la fabrication d'une foule de produits allant des matières plastiques aux engrais. Un autre consommateur important est l'industrie du raffinage du pétrole qui s'en sert pour améliorer les hydrocarbures (en augmentant le rapport d'hydrogène au carbone).

En plus de servir comme charge d'alimentation dans l'industrie chimique, l'hydrogène pur constitue un combustible intéressant car il a une plus grande densité énergétique que tout autre combustible chimique et aussi du fait que le seul sous-produit de sa combustion dans l'air est l'eau. Dans certains pays on fait déjà une utilisation limitée de l'hydrogène comme combustible dans les systèmes urbains de transport en commun et c'est également un bon carburant d'aviation en raison

de sa haute densité énergétique. On peut également convertir les systèmes de chauffage résidentiel, les appareils ménagers et les automobiles pour les faire fonctionner à l'hydrogène qui brûle sans résidu.

2. PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE

A mesure que s'épuiseront les réserves mondiales de combustibles fossiles, on se tournera de plus en plus vers des sources d'énergie inépuisables. Ces sources peuvent être exploitées à l'aide de piles photovoltaïques, de systèmes éoliens, de centrales marémotrices ou de centrales géothermiques pour produire de l'électricité. Si l'on considère que le Canada dispose d'un très grand nombre de sites propices à l'aménagement de centrales hydro-électriques, grandes ou petites, d'immenses réserves d'uranium et d'une technologie nucléaire avancée, on peut prévoir un avenir où l'électricité jouera un rôle de plus en plus important. L'électricité peut satisfaire une partie des besoins énergétiques aujourd'hui satisfaits par les hydrocarbures mais l'énergie électrique ne s'emmagasine pas aussi facilement et ne se transporte pas aussi efficacement sur de longues distances que les combustibles fossiles. On peut résoudre ces difficultés en produisant de l'hydrogène par électrolyse en utilisant l'électricité. L'hydrogène pourrait ainsi faciliter le passage d'un système énergétique fondé sur les combustibles fossiles à un système basé sur l'électricité.

Électrolyse

L'électrolyse est un procédé dans lequel on fait passer un courant électrique dans une solution d'eau à laquelle on a ajouté un catalyseur, provoquant ainsi la décomposition de l'eau en ses composants élémentaires, l'hydrogène et l'oxygène. La réaction peut se représenter ainsi:

H_2O(liquide) + apport d'énergie $\rightarrow$ H_2 (gas) + $\frac{1}{2}O_2$(gaz).

Le rendement du procédé d'électrolyse peut être exprimé par le rapport suivant:

$$\frac{\text{valeur calorifique de l'hydrogène obtenu}}{\text{énergie électrique fournie}}$$

Il existe actuellement des installations commerciales d'électrolyse qui produisent surtout de l'hydrogène pour la production d'amnoniac. En Colombie-Britannique, Cominco Limited exploite l'une des centrales électrolytiques commerciales les plus grandes du monde. Elle consomme 90 mégawatts d'électricité pour produire environ 36 tonnes d'hydrogène par jour, cet hydrogène étant destiné à la synthèse de l'ammoniac. En règle générale, le rendement du procédé d'électrolyse dans des installations de ce genre se situe entre 57% et 72%.

Il est peut-être possible d'atteindre un rendement de 85% ou, si le cycle de l'électrolyse est exploité en mode endothermique (absorption de chaleur) en utilisant la chaleur du milieu ambiant, un rendement de plus de 100%. Il ne faut toutefois pas confondre ce rendement avec celui du processus entier qui comprend la partie du cycle où on produit l'électricité même. C'est là un facteur qui limite le rendement global et fait augmenter le coût de production de l'hydrogène par électrolyse. Il est évident que toute recherche sur l'amélioration du rendement de production et d'utilisation de l'électricité, quelle qu'en soit la source, ne peut qu'être utile. Une percée dans ce domaine contribuerait grandement à encourager l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans notre économie.

Aujourd'hui, l'hydrogène produit par électrolyse représente moins de 1% des approvisionnements du Canada en hydrogène. En effet la production d'hydrogène se fait surtout par réformage à la vapeur ou par oxydation partielle des hydrocarbures. Dans un procédé, connu sous le nom de «réaction eau-gaz», on chauffe un mélange d'eau et de gaz naturel ou de pétrole brut pour libérer l'hydrogène. Actuellement, 76% de l'hydrogène du Canada provient du gaz naturel et l'hydrogène sert surtout à la synthèse de l'ammoniac pour la production d'engrais. Vingt-trois pour cent de notre hydrogène provient du pétrole liquide et est a la fois produit et utilisé intérieurement par l'industrie du pétrole dans ses opérations de raffinage. Il est peu probable que la production d'hydrogène par ce procédé augmente à l'avenir, étant donné le déclin du pétrole et du gaz naturel.

Il existe plusieurs autres moyens de produire de l'hydrogène qui font actuellement l'objet de recherches dans d'autres pays. Il est par exemple possible de décomposer l'eau en hydrogène et oxygène par l'application directe de chaleur. Cette décomposition thermique ne peut se produire qu'à des températures de 2,500 à 4,000°C. On disposera de ces températures élevées à l'avenir si on poursuit le développement de réacteurs de fusion. Toutefois, la décomposition thermique directe de l'eau reste, sur le plan commercial, impossible aujourd'hui d'un point de vue pratique.

Alors que la décomposition thermique directe peut ne pas être faisable, il est possible d'arriver au même but par une série de réactions chimiques. On peut mettre au point une suite de réactions destinées à produire de l'hydrogène et de l'oxygène à des températures inférieures à celles requises par la décomposition thermique directe, en appliquant la chaleur à certains éléments chimiques. Seule l'eau est consommée, tous

les autres produits chimiques étant recyclés. Depuis un certain nombre d'années on poursuit, dans de nombreuses parties du globe, des recherches sur les cycles thermochimiques et un système expérimental faisant intervenir un cycle du soufre a fait l'objet de démonstrations en Europe.

Production thermochimique de l'hydrogène

En Europe, le Centre communautaire de recherches (Joint Research Centre of the Communities—JRC) a commencé en 1970 à étudier la production thermochimique d'hydrogène. Il a recensé les cycles les plus intéressants et les scientifiques évaluent maintenant les facteurs chimiques, l'incidence sur l'environnement et les coûts de production. Par éliminations successives, l'Europe a arrêté son choix sur trois cycles de soufre dont les deux plus prometteurs sont en fait des solutions hybrides en ce sens qu'ils comprennent une étape électrochimique (les autres étapes étant thermochimiques). L'un de ces cycles, le «Mark 13» (voir ci-dessous) a déjà produit de l'hydrogène en laboratoire, au rythme de 100 litres à l'heure. (Les flèches dans les deux sens indiquent que la réaction est réversible.) On pense qu'il s'agit là de la toute première démonstration d'un cycle thermochimique complet de décomposition de l'eau. Le procédé se fait à des températures variant entre 500 et 650°C.

1) $SO_2 + Br_2 + 2H_2O \rightleftarrows 2HBr + H_2SO_4$

2) $2HBr \rightleftarrows H_2 + Br_2$ (étape électrochimique)

3) $H_2SO_4 \rightleftarrows H_2O + SO_2 + \frac{1}{2}O_2$

Grâce à ces réalisations, la réaction se retrouve dans la gamme opérationnelle de températures d'un réacteur nucléaire classique qui fonctionne à des températures de 540 à 700°C. On s'attend également à ce que les tours d'énergie solaire produisent des températures élevées pouvant servir dans une réaction thermochimique. Tous les autres cycles thermochimiques étudiés ont exigé des températures bien supérieures.

Sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie, le Canada, les États-Unis, la Communauté économique européenne et sept autres pays conjuguent leurs efforts pour poursuivre ensemble les recherches sur la production thermochimique de l'hydrogène. Toutefois, étant donné l'abondance d'énergie électrique au Canada, notre pays devrait concentrer ses efforts sur la production électrolytique d'hydrogène.

Une autre façon encore de produire de l'hydrogène s'annonce prometteuse. La plupart des méthodes actuelles ou proposées d'utilisation de l'énergie solaire se fondent soit sur la conversion du rayonnement solaire en chaleur, dans le cadre d'une utilisation directe pour le chauffage de l'eau ou de locaux, soit sur sa conversion en électricité grâce à des piles photovoltaïques au silicium. La conversion *photochimique* de l'énergie solaire constitue une option attrayante car elle offre la possibilité de *stocker* l'énergie solaire en la *convertissant* directement en carburant chimique (hydrogène).

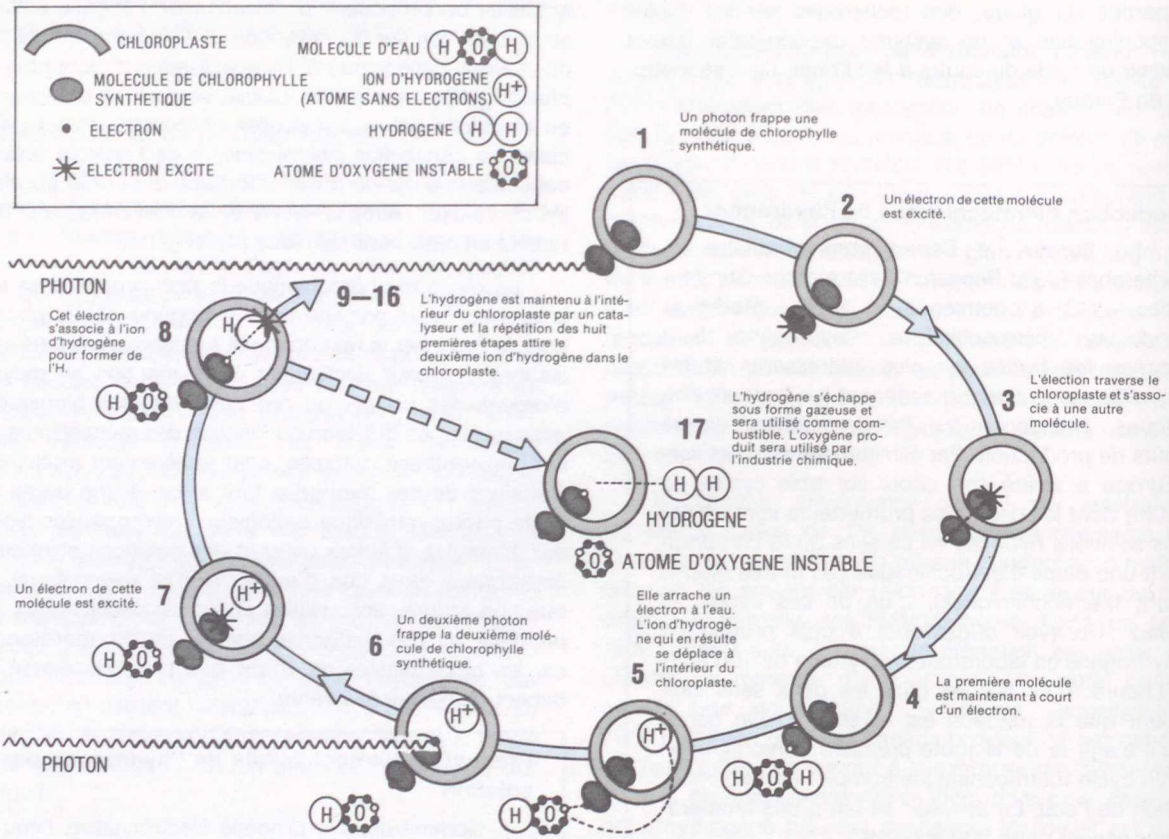
La réaction photochimique la plus prometteuse est la production d'oxygène et d'hydrogène par la photolyse de l'eau par le rayonnement lumineux visible (dissociation). On peut déclencher cette réaction au moyen d'organismes vivants ou par des systèmes biomimétiques (systèmes qui, bien qu'inspirés des mécanismes de la photosynthèse naturelle, sont entièrement artificiels). Certaines de ces méthodes font appel à une partie du cycle photosynthétique biologique (chloroplastes isolés par exemple), d'autres utilisent des solutions chimiques appropriées alors que d'autres encore passent par ce que l'on appelle des cellules photoélectrochimiques. La première de ces méthodes semble moins intéressante car les chloroplastes ne vivent que très brièvement en dehors d'une cellule vivante.

Production photochimique de l'hydrogène par solution

Comme dans le procédé électrolytique, l'eau constitue la matière première dans la production photochimique de l'hydrogène. Exposés à la lumière du soleil, les atomes d'un catalyseur comme le rhodium sont excités et libèrent des électrons à charge négative qui réagissent avec les ions d'hydrogène à charge positive se trouvant dans la solution pour produire de l'hydrogène. En théorie, on pourrait convertir jusqu'à 20% de l'énergie solaire en hydrogène en utilisant ce procédé. Comme le rhodium (terre rare) est à la fois rare et coûteux, des recherches tentent de trouver d'autres catalyseurs, le tungstène et le molybdène constituant deux possibilités.

De toutes les approches étudiées dans le monde, on relève celle du Dr Melvin Calvin qui s'est vu attribuer le prix Nobel en 1961 pour ses travaux sur la photosynthèse des glucides. Il a mis au point un chloroplaste artificiel moins complexe que les chloroplastes naturels mais qui fonctionne à peu près de la même façon (Figure 6-21). Bien que le système soit loin d'être au point et qu'il reste sans doute à résoudre de difficiles problèmes techniques, le Dr Calvin indique que son approche ne lui semble pas comporter de difficultés scientifiques fondamentales.

Figure 6-21: UNE MÉTHODE BIOMIMÉTIQUE DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE



Source: D'après Weintraub, 1981, p. 37.

Il faudra encore de nombreuses recherches pour déterminer s'il est possible de mettre au point un système photochimique exploitable de production de combustible avec tous les avantages qu'un tel système suppose. La prochaine décennie répondra sans doute à cette question.

3. STOCKAGE DE L'HYDROGÈNE

Tout comme le gaz naturel, l'hydrogène peut être liquéfié et stocké à très basses températures (stockage cryogénique). L'hydrogène liquide est stocké à environ -250°C dans des bombonnes isolées sous vide mais il est peu probable que cette méthode de stockage soit retenue quand l'utilisation de l'hydrogène deviendra plus généralisée. L'une des contraintes est le coût des contenants isolés mais le facteur le plus important est l'énergie requise pour liquéfier l'hydrogène et qui peut représenter entre 25% et 30% de sa valeur calorifique.

Pour stocker de petites quantités d'hydrogène, on a plus souvent recours aux cylindres à haute pression, comme dans le cas d'un gaz. Toutefois ce procédé coûte cher et est trop encombrant car il faut une grande quantité d'acier à basse teneur en carbone pour emmagasiner une quantité relativement faible d'hydrogène. La manipulation de l'hydrogène présente de plus quelques difficultés techniques dont il faut tenir compte. Un des problèmes de tout système de stockage de l'hydrogène est la fragilisation du métal, surtout à des pressions très élevées. Les molécules d'hydrogène sont les plus petites de toutes les molécules et peuvent s'infiltrer entre les atomes du métal, ce qui rend ce dernier cassant et peut entraîner la formation de fissures superficielles qui affaiblissent le tuyau ou le récipient. De plus, en raison des dimensions de ses molécules, l'hydrogène peut s'échapper plus facilement que d'autres gaz des récipients sous pression. Quoi qu'il en soit, ces problèmes techniques peuvent être palliés moyennant une conception soignée des systèmes.

Comme le stockage sous forme de liquide ou de gaz comprimé ne peut convenir qu'à des volumes relativement petits d'hydrogène, le stockage souterrain peut s'avérer la meilleure façon d'entreposer à bon marché

de grandes quantités de ce gaz. La technique semble faisable étant donné que, depuis de nombreuses années, on injecte du gaz naturel dans des réservoirs épuisés de pétrole ou de gaz pour l'entreposer jusqu'à ce qu'on en ait besoin. Il faudra évaluer les mérites individuels de chaque réservoir. On peut utiliser les aquifères de la même façon en y injectant de l'hydrogène qui déplacera l'eau. En Angleterre, Imperial Chemical Industries Limited entrepose de l'hydrogène pur à 95 % dans des cavernes laissées par l'exploitation d'un gisement de sel par dissolution.

Le principal inconvénient du stockage souterrain est qu'il est limité aux sites dont la géologie convient à ce but, mais ce n'est pas un problème sérieux étant donné qu'on peut transporter économiquement l'hydrogène vers son point d'utilisation.

Le stockage cryogénique et le stockage sous pression conviennent aux actuelles utilisations industrielles de l'hydrogène et les installations souterraines permettent d'emmagasiner en toute sécurité de grandes quantités d'hydrogène mais aucune de ces méthodes ne convient quand il s'agit de transporter l'hydrogène par véhicule ou quand on désire entreposer de façon compacte d'importants volumes. Pour ces situations, d'autres méthodes de stockage s'annoncent prometteuses.

Au contact de l'hydrogène gazeux, la plupart des métaux forment un composé appelé hydrure métallique. Ces hydrures métalliques sont intéressants parce qu'ils peuvent retenir une grande quantité d'hydrogène. On peut, par exemple, faire entrer plus d'hydrogène dans un volume donné s'il est sous forme d'hydrures métalliques que s'il est sous forme liquide. On prépare généralement le métal sous forme de petites particules pour offrir à l'hydrogène la plus grande surface de réaction possible. Cependant, comme on peut s'y attendre, cette méthode a également ses inconvénients dont le principal est le poids du métal.

Stockage de l'hydrogène dans des hydrures métalliques

La réaction d'un métal et de l'hydrogène peut s'exprimer ainsi:

$$M \text{ (métal)} + H_2 \rightleftarrows MH_2 \text{ (hydrure métallique)}.$$

Il s'agit ici d'une réaction réversible. Si la pression ambiante dépasse un certain niveau (pression d'équilibre), la réaction se fait vers la droite pour produire un hydrure. Au-dessous de cette pression d'équilibre, l'hydrure se décomposera en hydrogène gazeux et métal.

L'hydrure le plus prometteur examiné jusqu'à présent est un hydrure ternaire (c'est-à-dire deux métaux plus hydrogène) comprenant du fer et du titane. L'avantage de ce procédé est qu'il coûte relativement peu, que la pression de dissociation est faible et que la température de contrôle est modérée. Au nombre de ses inconvénients, il faut compter son poids et sa sensibilité aux contaminants (on doit utiliser de l'hydrogène ultra-pur). Plusieurs véhicules prototypes aux États-Unis et en Allemagne utilisent déjà un hydrure de fer-titane.

La grande densité de stockage et la sécurité inhérente des hydrures (en cas de rupture, ils ne libèrent l'hydrogène que lentement) en ont fait un sujet de recherche intéressant. Lorsque la mobilité, la compacité et le poids ne sont pas des contraintes, comme dans le cas du stockage sur place de l'hydrogène provenant d'électricité en dehors des heures de pointe, le stockage dans des hydrures métalliques se compare favorablement aux autres méthodes. Il semble probable que ce genre de stockage prendra de l'importance à mesure que l'hydrogène servira de plus en plus de combustible.

Pour les applications où la mobilité et le poids sont importants, comme dans le cas des automobiles, le stockage dans les hydrures liquides peut être la solution idéale. Un hydrure *liquide* est tout mélange liquide dont un des éléments majeurs est l'hydrogène. L'eau (H_2O) est bien entendu l'hydrure liquide le plus abondant mais l'essence, le propane et le méthanol sont tous aussi des hydrures liquides. En plus de ces hydrures naturels, il est possible de créer une variété d'hydrures synthétiques. Ces mélanges peuvent aider à résoudre le problème du stockage et du transport de l'hydrogène d'une façon convenant aux applications mobiles. Le méthanol extrait de la biomasse, par exemple, pourrait servir à transporter l'hydrogène au Canada, à mesure que se généralisera la production de cet alcool.

4. TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE

Pour le transport de volumes importants sur de longues distances, on met l'hydrogène liquide dans des contenants isolés, à double paroi et sous vide, montés sur des camions-remorques, des wagons ou des chalands. En plus petites quantités, l'hydrogène est transporté sous forme de gaz comprimé dans d'épais cylindres d'acier. Ces deux méthodes continueront d'être utilisées à l'avenir pour le transport de petits volumes mais, dans une «économie de l'hydrogène», le transport se fera probablement par pipe-line.

On a déjà acquis beaucoup d'expérience dans le transport de l'hydrogène par pipe-line. Aux États-Unis, la NASA et la société privée engagée dans le programme des moteurs de fusée à hydrogène liquide ont réussi à acheminer de l'hydrogène gazeux et de l'hydrogène liquide par pipe-lines très courts à haute pression.

Il est peu probable qu'on ait recours à ce procédé pour le transport de l'hydrogène à grande échelle mais cette expérience a montré que cela était faisable.

Les pipe-lines commerciaux ou «marchands» d'hydrogène en service dans plusieurs pays montrent qu'il est possible d'acheminer l'hydrogène gazeux par pipeline. Aux États-Unis, Air Products and Chemicals Incorporated de Houston (Texas) exploite un pipe-line souterrain d'une longueur de 96 km (60 milles). Le système fonctionne si bien qu'on prévoit la construction d'un tronçon supplémentaire de 104 km (65 milles) pour desservir plus de clients dans la région.

Le plus grand réseau de pipe-lines d'hydrogène est probablement celui de Chemische Werke Hüls AG dans la vallée de la Ruhr en Allemagne de l'ouest. Le réseau souterrain de 210 km transporte de l'hydrogène pur à 95% à une pression de 1.5 mégapascal (210 livres par pouce carré). Il y a quatre points d'injection séparés et neuf usagers. Le pipe-line fonctionne depuis 40 ans sans problème majeur.

Le coût de l'hydrogène, par rapport aux prix actuels du pétrole, en interdit l'utilisation comme combustible pour le moment. Cela signifie qu'il est peu probable qu'un pipe-line important d'hydrogène soit construit à brève échéance. Par contre, on peut ajouter jusqu'à 20% d'hydrogène au gaz naturel et continuer d'utiliser les pipe-lines actuels de gaz naturel et, ce qui est plus important, desservir les mêmes usagers. Ainsi, à long terme, à mesure que les réserves de gaz naturel s'amoindrissent et que l'approvisionnement en hydrogène augmente, on pourra modifier les pipe-lines pour les adapter au transport de l'hydrogène. La principale modification consistera à installer de plus gros compresseurs. A volume égal, la valeur calorifique de l'hydrogène n'est pas le tiers de celle du gaz naturel. Il faut donc des compresseurs plus puissants pour acheminer trois fois le même volume en hydrogène et livrer le même nombre d'unités énergétiques si l'on convertit le système pour acheminer de l'hydrogène seulement.

5. UNE INFRASTRUCTURE ÉNERGÉTIQUE FONDÉE SUR L'HYDROGÈNE POUR LE CANADA

Faire passer le Canada d'une infrastructure basé surtout sur des hydrocarbures non renouvelables à un système basé sur une grande variété de sources d'énergie où l'hydrogène sera une des principales devises sera une opération à la fois lente et coûteuse mais néanmoins souhaitable.

CONCLUSION

Le Comité estime que le Canada devrait élaborer une infrastructure énergétique basée sur l'hydrogène.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le gouvernement du Canada adopte comme objectif de politique à long terme la mise en place d'une filière énergétique dont les principales devises énergétiques seront l'hydrogène et l'électricité.

De nombreuses raisons portent à penser qu'une filière énergétique basée sur l'hydrogène est une bonne solution pour le Canada. Les grandes réserves de bitume et de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan feront nécessairement partie de nos approvisionnements d'énergie pendant de nombreuses années encore. Pour améliorer les huiles utilisables, on doit y ajouter de l'hydrogène. Aujourd'hui, l'hydrogène utilisé à cette fin provient du gaz naturel et du pétrole brut ordinaire mais à l'avenir, il pourrait être produit par électrolyse. Le premier pas vers une filière énergétique basée sur l'hydrogène peut donc consister à faire durer plus longtemps les réserves de combustibles d'hydrocarbure du Canada. Cela peut paraître une méthode coûteuse mais, en fait, elle permettrait à la capacité de production d'hydrogène d'aller de pair avec la recherche de débouchés pour l'hydrogène dans notre économie au lieu de traîner derrière elle. Un autre avantage de cette méthode est qu'elle permet un abandon progressif de l'ère du pétrole.

Dans la section sur la biomasse, le Comité a recommandé la construction d'une usine de méthanol qui utiliserait la biomasse et le gaz naturel comme charge d'alimentation. On ajoute le gaz naturel au gaz synthétique produit par la biomasse pour augmenter le rapport hydrogène/carbone et obtenir ainsi une meilleure production de méthanol. Dans ce genre d'installation, l'hydrogène électrolytique pourrait éventuellement remplacer le gaz naturel comme source d'hydrogène.

Dans une autre application, on pourrait produire de l'hydrogène électrolytique à partir d'électricité en dehors des heures de pointe, ce qui augmenterait le rendement des centrales et en réduirait les coûts d'exploitation. L'hydrogène ainsi produit pourrait servir à alimenter une pile à combustible afin de produire de l'électricité pour satisfaire à la demande de pointe. Toutefois, la conversion de l'électricité en hydrogène et la conversion subséquente d'hydrogène en électricité n'a qu'un rendement de 35% et il faut également tenir compte de l'énergie dépensée pour produire tout d'abord l'électricité. Il serait donc plus logique de mélanger l'hydrogène au gaz naturel et de le livrer par pipe-line aux consommateurs ou de l'expédier directement aux usagers industriels.

On retrouve au Canada de nombreux sites convenant à l'aménagement de grandes centrales hydro-électriques mais avec lesquels on n'a rien fait jusqu'à présent en raison de leur éloignement des marchés. Si l'électricité produite dans ces régions éloignées servait à

décomposer l'eau en oxygène et en hydrogène par électrolyse, on pourrait acheminer le gaz par pipe-line jusqu'à des marchés éloignés. Des témoins qui ont comparu devant le Comité estiment que sur des distances de plus de 500 km, il coûterait moins cher de choisir cette solution que d'acheminer l'électricité par fils à haute tension.* Si l'on devait avoir recours à l'énergie nucléaire, on pourrait, en aménageant les centrales dans des régions éloignées et en acheminant l'hydrogène aux marchés par pipe-line, rassurer le public qui s'inquiète de voir les centrales nucléaires s'installer près des centres de population.

L'hydrogène produit par électrolyse offre des avantages certains par rapport aux combustibles liquides car on peut le produire à partir de la plupart des sources d'énergie par l'intermédiaire de l'électricité. Le Canada pourrait donc, dès maintenant, commencer à mettre au point l'infrastructure d'un système d'énergie basé sur l'hydrogène, sachant que cette infrastructure restera la même quelle que soit la solution énergétique qui deviendra à long terme notre principale source d'approvisionnement.

* A condition toutefois que l'hydrogène ainsi transporté ne soit pas destiné à la production d'électricité.

CONCLUSION

Le Comité estime que l'hydrogène s'avère le meilleur combustible dans un système d'énergie non basé sur les hydrocarbures.

RECOMMANDATION

Le Comité estime que l'hydrogène sera un élément important du système d'énergie canadien de demain et recommande que le Canada commence dès maintenant à mettre au point la technologie et l'infrastructure nécessaires à la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène.

La rapidité avec laquelle sera introduit une filière énergétique basée sur l'hydrogène dépendra probablement davantage de considérations politiques et environnementales que de facteurs économiques ou de l'épuisement des réserves d'hydrocarbures. Quoi qu'il en soit, le Canada est dans une position unique qui lui permettrait de prendre la tête dans la technologie de la production électrolytique d'hydrogène. Nos sources de combustibles non fossiles nous offrent déjà un approvisionnement abondant en électricité et nous avons les moyens de produire de l'électricité à partir d'un certain nombre de sources renouvelables. Nous avons également la chance d'avoir au Canada le plus grand fabricant d'équipement d'électrolyse au monde. Avec tous ces atouts, il semble donc que le Canada soit en mesure de mettre au point une infrastructure complète basée sur l'hydrogène. Le seul élément qui nous manque sont des débouchés pour une plus grande production d'hydrogène. Il a été suggéré au Comité que la mise au point d'une pile à combustible bon marché destinée aux transports de surface viendrait compléter ce système. En plus de contribuer à la substitution du pétrole dans le secteur des transports, ce système serait l'occasion rêvée d'exporter notre technologie vers d'autres pays.

RECOMMANDATION

Le Comité reconnaît qu'il faudrait, le plus tôt possible, faire la démonstration d'un système de transport urbain fondé sur l'hydrogène et recommande que l'on aide la recherche dans ce domaine d'application afin d'en arriver à une commercialisation rapide.

Si nous avons déjà certaines connaissances de la production, du stockage, du transport et de l'utilisation de l'hydrogène, il reste beaucoup de recherches à faire avant que l'hydrogène puisse jouer un rôle majeur dans notre système d'énergie. Un bon nombre d'autres pays ont reconnu les avantages potentiels d'une filière hydrogène et œuvrent à résoudre les problèmes qu'il reste à élucider sur sa production et son utilisation économiques.

CONCLUSION

Le Canada a un certain avantage pour le moment, ayant entre ses mains tous les éléments essentiels à la mise au point d'un système d'hydrogène électrolytique. Il ne nous reste plus qu'à nous engager à tirer le meilleur parti de cette situation.

Cela est du reste évident quand on sait que le financement accordé au programme fédéral actuel de recherche et de développement sur l'hydrogène n'est que d'un million de dollars par an et que cette somme doit suffire à toutes les activités de R & D sur la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène.

CONCLUSION

Le financement fédéral des activités R&D sur l'hydrogène est tout à fait insuffisant pour que le Canada puisse atteindre, ou conserver longtemps, une position de pointe dans tout domaine de la technologie de l'hydrogène.

Ayant décidé qu'une filière énergétique basée sur l'hydrogène devrait être mise en vigueur au Canada, le Comité a demandé à des experts en la matière quelles mesures il faudrait prendre pour atteindre cet objectif à long terme. Les réponses indiquent qu'un tel système ne pourra voir le jour au Canada que s'il bénéficie d'un fort support politique. Sans engagement ferme de la part du

gouvernement fédéral, il faudra de nombreuses années avant que l'hydrogène contribue de façon significative à notre système d'énergie. Une fois un tel engagement pris, les progrès dépendront dans une large mesure des sommes d'argent qu'on y consacrera. Un important engagement financier à long terme est essentiel pour attirer et garder les meilleurs chercheurs dans le domaine de la production, du stockage, du transport et de l'utilisation de l'hydrogène.

Si le Canada décide de poursuivre un simple programme de R&D au cours des cinq prochaines années, sans songer à la commercialisation, il faudra des fonds s'élevant à des dizaines de millions de dollars. Cela nous permettrait de progresser sûrement, bien que lentement, dans la recherche et le développement en matière d'hydrogène mais nous ne serions pas pour autant en mesure de commencer à mettre en place un système d'énergie basé sur l'hydrogène. Si, par contre, le Canada décide d'en rechercher le développement et la commercialisation rapides, ce sont des centaines de millions de dollars qu'il faudra dépenser au cours des cinq prochaines années.

CONCLUSION

Le Comité estime que le Canada a une occasion unique de se placer à la pointe du progrès dans les technologies de l'hydrogène à condition de choisir l'option plus ambitieuse qui consiste à chercher à établir le plus rapidement possible une infrastructure énergétique basée sur l'hydrogène.

Il importe de remarquer que le Comité ne se borne pas simplement à recommander la mise en place d'une autre formule d'approvisionnement énergétique, mais au contraire l'élaboration d'une infrastructure énergétique complète. Il importe de parfaire les technologies relatives à la production, au stockage et au transport de l'hydrogène et d'en réduire le coût; il est également impératif de mettre en place l'infrastructure indispensable à une distribution et à une utilisation intensives de l'hydrogène; enfin, les technologies relatives à l'utilisation en phases terminales exigent certains travaux fondamentaux de RD & D. Le Comité est d'avis que le Canada a ici l'occasion d'intervenir de façon décisive et de devenir rapidement, à l'échelle mondiale, le pionnier des technologies énergétiques utilisant l'hydrogène. A l'heure actuelle, le Canada consacre des milliards de dollars à d'ambitieux projets d'infrastructure énergétique: la nouvelle usine d'exploitation des sables bitumineux devrait revenir à environ $10 milliards et les frais de construction de la Centrale nucléaire de Darlington dépasseront probablement les $7 milliards. Chacun de ces grands projets n'offrent toutefois qu'un seul type d'énergie, un choix unique en quelque sorte. Une infrastructure basée sur l'hydrogène pourrait par contre tirer partie d'une vaste gamme de sources d'énergie et offrir une gamme non moins étendue d'utilisations non polluante. Il ne fait aucun doute qu'une infrastructure de ce genre mérite un financement aussi nourri que les projets débouchant sur des approvisionnements énergétiques classiques.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral soit disposé à dépenser, au cours des cinq prochaines années, jusqu'à concurrence de $1 milliard afin d'encourager le développement sur une vaste échelle d'une infrastructure énergétique fondée sur l'utilisation de l'hydrogène et à faire du Canada le chef de file mondial de la technologie de l'hydrogène.

Le développement des technologies nécessaires à l'utilisation de l'hydrogène à des fins énergétiques représentera une entreprise colossale. Le Comité est d'avis qu'il devra obligatoirement se faire sous la gouverne d'un organisme à vocation particulière qui sera chargé d'orchestrer les activités de recherche, de développement, de démonstration et de commercialisation des infrastructures énergétiques utilisant l'hydrogène. Aucun organisme de ce genre n'existe à l'heure actuelle.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande la création d'une commission, qui porterait le nom d'Hydrogène Canada, agissant à titre d'organisme central pour toutes les activités de recherche, de démonstration, de développement et de commercialisation de l'hydrogène au Canada. Cette commission ferait rapport au futur Ministre d'État à l'énergie de remplacement et à la conservation.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le futur Ministre d'État à l'énergie de remplacement et à la conservation commence à analyser les progrès accomplis par Hydrogène Canada après dix-huit mois, et en termine l'examen en six mois. Un examen semblable devrait avoir lieu à l'issue de la quatrième année du programme et, ultérieurement, tous les cinq ans.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande également que les résultats des examens périodiques soient déposés au Parlement dans les trois mois qui suivent leur achèvement et, au cas où le Parlement ne siègerait pas à ce moment-là, que le Ministre soit autorisé à les rendre publics.

Hydrogène Canada: Les cinq premières années

Au cours de ses délibérations, le Comité a demandé conseil à des experts canadiens de la recherche, de la démonstration et du développement dans le domaine de l'hydrogène en tant que source d'énergie. Après avoir conclu que le Canada se devait de lancer un ambitieux programme qui, outre la recherche et le développement, porterait également sur la démonstration et la commercialisation, le Comité a demandé au Dr David Scott, chef du département de génie mécanique de l'Université de Toronto, de lui calculer, à titre d'information, les niveaux de financement nécessaire, à son avis, pour que le Canada puisse rapidement assumer un rôle incontesté de chef de file dans le domaine des technologies énergétiques utilisant l'hydrogène. M. Scott soumit aussi le budget quinquennal suivant qui fut revu par le Dr J. B. Taylor du Conseil national de recherche du Canada. Ce dernier corrobora le devis établi par M. Scott pour la réalisation de l'objectif imparti.

Les 3 premières années seraient essentiellement consacrées à la mise en place d'un organisme central chargé de la recherche, de la démonstration, du développement et de la commercialisation au Canada de l'hydrogène comme source d'énergie. Au cours des phases de planification et de construction des installations d'Hydrogène Canada, certains projets de recherche pourraient être attribués à contrat. Au cours des années suivantes, les activités de recherche, de démonstration et de développement ayant été mises en route, le financement devra être intensifié.

Année 1	Millions de dollars
Planification et gestion organisationnelles	2
Planification des activités de recherche, de démonstration et de développement	2-4
Planification de l'infrastructure industrielle	2
Acquisition possible de terrain	2-4
Total	8-12

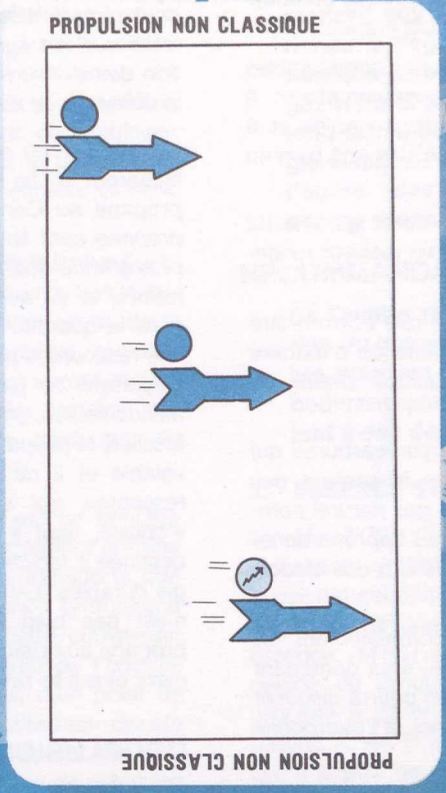
Année 2	
Conception et étude techniques des installations	7
Analyse de la synergie et du réseau H_2	1
Acquisition de terrain (plus quelques initiatives de RD & D)	40-60
Total	48-68

Année 3	
Construction de l'infrastructure industrielle (terminée pour la fin de l'année)	30-60
Analyse de la synergie et du réseau H_2, démonstration de quelques types de conversion, utilisateurs à petite échelle et technologie de production et élaboration de plans de RD & D plus affinés pour l'hydrogène	120-170
Total	150-230

	Année 4	Année 5
Analyse de synergie et de réseau d'hydrogène	10	15
Production de l'hydrogène	60	60
Distribution de l'hydrogène	30	40
Extension des ressources et réserves de combustibles fossiles	30	25
Extension des ressources et réserves de biomasse	20	30
Technologie pour les utilisateurs d'hydrogène à petite échelle	30	30
Technologies de conversion à l'hydrogène	40	40
Technologie des piles à combustible (propres) fonctionnant à l'hydrogène	30	60
Formules hybrides (batteries d'accumulateur et batteries à régénération)	15	25
Stockage de l'hydrogène à bord des véhicules	10	55
Technologie des avions propulsés à l'hydrogène	10	13
Autres technologies de pointe pour utilisation de l'hydrogène	20	30
Total	305	423

Cet échéancier de financement ne représente bien entendu qu'une opinion individuelle du niveau des investissements financiers nécessaires pour que le Canada assume un rôle de chef de file pour ce qui est du développement des technologies de l'hydrogène. Il n'est donc fourni qu'à titre indicatif à l'intention des chargés de politique. Comme pour tout programme d'une pareille ampleur, une révision périodique des progrès accomplis et de l'orientation des activités de recherche et de développement sera de rigueur.

Systèmes de propulsion



Les réserves nationales de pétrole et de produits pétroliers ne suffisent pas à elles seules à satisfaire la demande et c'est pourquoi les importations nettes du Canada s'élèvent actuellement à quelque 300,000 barils de pétrole brut par jour. Plus de 50% de la demande nationale de pétrole provient du secteur des transports et la soi-disante «crise du pétrole» a été, dans une large mesure, provoquée par notre soif d'essence qui semble insatiable. En fait, le principal problème énergétique auquel doit s'attaquer le Canada dans les années 1980 est l'approvisionnement du secteur des transports en combustibles liquides.

La plupart des carburants utilisés aujourd'hui au Canada proviennent du pétrole (essence, carburant diesel, mazout et kérosène), bien qu'une faible quantité de propane soit tirée du gaz naturel. Les combustibles liquides extraits du pétrole ont réussi à dominer le secteur des transports parce qu'ils ont de tous temps été bon marché, qu'ils possèdent une grande densité énergétique et que leur manutention est commode.

Dans le cadre de ce rapport, l'essence et le carburant diesel sont définis comme des devises énergétiques classiques. Toute autre devise énergétique pouvant servir au secteur des transports sera classée dans la catégorie de la propulsion de type non classique. Si l'objectif à long terme du Canada consiste à moins recourir aux hydrocarbures comme source d'énergie, il doit y avoir une période de transition qui permettra de passer de la situation actuelle à celle qu'occupera le Canada quand il utilisera surtout l'hydrogène et l'électricité comme devises énergétiques dans son économie. Cette transition représentera une étape décisive de l'évolution de notre position énergétique et il convient de la planifier et de la coordonner soigneusement de façon à s'assurer que nos nouvelles devises énergétiques et les produits qui les utiliseront seront mis au point en même temps. C'est pourquoi il nous faudra utiliser pen-

dant un certain temps encore les hydrocarbures classiques et nouveaux jusqu'à ce que l'on ait pu mettre au point des solutions de remplacement.

La transition progressive vers de nouveaux combustibles se fera obligatoirement en plusieurs étapes.

- Il faudra promouvoir la conservation des combustibles classiques en encourageant les consommateurs à réduire leurs déplacements non indispensables et à veiller à ce que le moteur de leur véhicule soit bien au point et en bon état de marche.
- Il faudra mettre sur le marché une vaste gamme de nouveaux véhicules qui permettront un meilleur rendement du carburant.
- Les spécifications de raffinage du pétrole devront être modifiées afin de permettre aux raffineries d'extraire davantage d'essence et de carburant diesel de chaque baril de pétrole brut.
- Il faudra promouvoir l'emploi des hydrocarbures qui sont actuellement sous-utilisés dans le secteur des transports, tels que le propane et le gaz naturel comprimé, et faire durer plus longtemps les approvisionnements d'essence en mélangeant celle-ci à des alcools de propulsion.
- Il faudra s'efforcer de dissuader complètement les Canadiens de consommer des carburants contenant des hydrocarbures et ce, dès que l'on pourra disposer de véhicules fonctionnant au méthanol, à l'hydrogène ou à l'électricité.

On trouvera ci-dessous une étude de chacune des options de propulsion de type non classique.

1. LE PROPANE

Bien qu'il s'agisse d'un hydrocarbure, le propane peut jouer un rôle important dans le cadre de la transition qui doit permettre au secteur des transports de passer d'un système basé sur l'essence à un système basé sur l'hydrogène et l'électricité. Le propane est un hydrocarbure gazeux à chaîne courte (C_3H_8) qui devient liquide à des pressions relativement basses. On peut l'extraire du gaz naturel *humide* ou le produire à partir de pétrole en raffinerie. (Le gaz humide ou brut est un gaz naturel qui contient des hydrocarbures liquides. Le propane est l'un des «liquides de gaz naturel» récupéré lors du traitement du gaz liquide.) Ces deux sources produisent environ 130,000 barils de propane par jour dont la moitié à peu près est exportée. Du fait que la production est supérieure à la demande intérieure, on pourrait, en interrompant les exportations, disposer au Canada d'une quantité importante de cette devise énergétique de remplacement qui pourrait servir de carburant dans le secteur des transports.

On peut substituer le propane à l'essence dans les moteurs classiques à condition de modifier le carburateur et le système d'alimentation et d'installer un réservoir de propane. Ces changements coûtent entre $1,200 et $1,500 et offrent des avantages supplémentaires, notamment un meilleur rendement de combustion qui peut réduire jusqu'à 10% la demande énergétique du moteur. Il est également probable que les frais d'entretien des moteurs à propane seront moins élevés et que la durée de vie du moteur doublera ou triplera.

Le Comité estime cependant que certains facteurs limiteront en fin de compte le nombre de véhicules au propane au Canada. Tout d'abord les ressources de propane sont limitées. Le Canada peut disposer d'une plus grande quantité de propane en réduisant les exportations et en augmentant la production des raffineries mais la quantité que nous pouvons espérer extraire de nos ressources pétrolières et de nos champs de gaz qui s'épuisent de plus en plus, est cependant limitée. En deuxième lieu, en tant qu'hydrocarbure de combustibles fossiles, le propane est une source d'énergie non renouvelable et il ne serait pas logique de substituer une ressource qui s'épuise à une autre ressource qui s'épuise, sauf s'il s'agit d'une mesure à court terme destinée à faciliter la transition vers des sources d'énergie durables. Enfin, le réseau de distribution du propane n'est pas bien développé, ce qui limite l'emploi du propane aux parcs de véhicules que l'on utilise régulièrement et qui se ravitaillent à un dépôt central.

CONCLUSION

Les véhicules fonctionnant au propane peuvent aider les Canadiens à réduire leur consommation de pétrole et les aider pendant la période de transition où l'on mettra au point des formes de propulsion plus exotiques et où les hydrocarbures seront progressivement éliminés comme carburant utilisé dans le secteur du transport.

RECOMMANDATION

A court et à moyen terme, on devrait encourager le recours au propane pour les parcs de véhicules se ravitaillant dans des dépôts centraux.

2. GAZ NATUREL COMPRIMÉ

Le gaz naturel est surtout composé de méthane (CH_4) lequel est un hydrocarbure gazeux. Contrairement au propane, il est abondant et, si l'on décidait d'encourager son utilisation, il pourrait alimenter une grande partie du secteur des transports pendant un certain nombre d'années. C'est un combustible à bon rendement, qui brûle sans résidu et qu'on peut utiliser dans les moteurs classiques après les avoir modifiés. Cette

conversion coûte environ $1,500, c'est-à-dire un peu plus que la conversion au propane.

On peut utiliser le gaz naturel sous forme de gaz comprimé (gaz naturel comprimé ou GNC) ou sous forme de liquide (gaz naturel liquéfié ou GNL). Cette dernière formule pose cependant des problèmes de manutention et de sécurité qui l'empêcheront d'être généralement acceptée comme carburant, de remplacement dans le secteur des transports. Si le gaz naturel doit servir de carburant sur une grande échelle, ce sera donc sous forme de gaz comprimé.

Certaines contraintes peuvent toutefois limiter l'utilisation des véhicules à gaz naturel comprimé. Les voitures devront posséder de gros réservoirs en raison de la faible densité énergétique du GNC (faible quantité d'énergie par volume unitaire de gaz) et n'auront qu'une autonomie restreinte. De plus, il faudra installer des postes de compression aux centres de distribution du combustible pour remplir les réservoirs.

D'un point de vue *énergétique*, il est en principe plus logique d'utiliser le gaz naturel *directement* comme combustible de remplacement pour les transports que de le convertir en méthanol ou en essence synthétique parce que les procédés utilisés pour cette conversion consommeront nécessairement une partie de l'énergie contenue dans la ressource brute. Mais, d'un point de vue *économique*, il est possible que l'utilisation directe soit moins logique si l'on tient compte d'autres facteurs. La conversion au GNC d'un grand nombre de véhicules classiques et la mise en place d'un réseau de distribution du gaz entraîneraient des coûts considérables et certains ont suggéré que, sur le plan économique, l'essence synthétique tirée du gaz naturel serait plus avantageuse que le GNC comme carburant dans le secteur des transports. A l'appui de leur argument, ils avancent que les moteurs à combustion interne existants n'auraient pas besoin d'être convertis et que l'on pourrait d'autre part utiliser le réseau de distribution de l'essence déjà en place. Ils font également remarquer qu'il n'y aurait pas lieu de consacrer temps, argent et énergie à la conception et à la construction de nouveaux types de moteur.

Il est regrettable que nous ne disposions d'aucune donnée économique solide pour nous aider à choisir entre le gaz naturel comprimé et l'essence synthétique. Il est néanmoins possible de prendre une décision en tenant compte de certains principes scientifiques fondamentaux. L'objectif à long terme préconisé par le Comité est de renoncer à l'emploi des combustibles fossiles non renouvelables. Toute mise au point de véhicules au GNC ne peut donc être qu'une solution à court terme pour réduire notre dépendance à l'égard de l'essence et nous faciliter la transition vers un secteur des transports basé sur l'électricité et l'hydrogène.

CONCLUSION

Le Comité reconnaît que les véhicules à GNC constituent une option à court terme qui permettrait aux Canadiens de réduire leur dépendance à l'égard de l'essence. Par contre, en tant que carburant du secteur des transports, le gaz naturel ne semble pas être une solution à long terme car cela va à l'encontre de la stratégie visant à réduire la dépendance du Canada à l'égard des combustibles fossiles comme source d'énergie.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande d'encourager l'utilisation du gaz naturel comprimé comme combustible pour les grands parcs de véhicules qui ne couvrent que de faibles distances et se ravitaillent à des dépôts centraux.

3. ESSENCE SYNTHÉTIQUE

Mobil Oil a mis au point une méthode de production d'essence synthétique à partir du méthanol en utilisant le gaz naturel comme charge principale d'alimentation. Il s'agit de ce que l'on appelle la synthèse méthanol-essence (MTG) et la Nouvelle-Zélande a récemment décidé de produire de l'essence synthétique par ce procédé à partir de ses abondantes réserves de gaz naturel. C'est là une solution très logique pour un pays qui n'a pas de prétrole mais beaucoup de méthane. Cette solution peut être moins intéressante pour le Canada qui dispose de diverses sources d'énergie de remplacement.

A une adaptation de la version sud-africaine du procédé de synthèse Fischer-Tropsch, la Nouvelle-Zélande a préféré le procédé américain de Mobil (pour produire de l'essence à partir du méthanol dérivé des combustibles fossiles) et ce pour diverses raisons. Pour un même taux d'alimentation en gaz naturel, le procédé Mobil produit davantage d'hydrocarbures liquides que l'une ou l'autre version du procédé Fischer-Tropsch. La grande sélectivité de la formation des produits qui caractérise le procédé Mobil se traduit par un meilleur rendement thermique d'ensemble (56% à 58%) que celui obtenu par le procédé Fisher-Tropsch (44% à 53%), bien qu'il soit inférieur à celui obtenu pour la simple synthèse du méthanol (60% à 64%). Enfin, l'investissement exigé par une installation de synthèse MTG est inférieur à celui d'une installation Fischer-Tropsch du type Sasol.

Le procédé MTG produit une essence qui contient peu d'impuretés et dont le point d'ébullition a une gamme semblable à celle de l'essence super. Après avoir reçu les additifs nécessaires, l'essence synthétique a subi avec succès tous les essais sur la détergence du

carburateur, la formation d'émulsion, la capacité de filtrage, la corrosion du métal et la stabilité d'entreposage. Les essais sur véhicules ont montré que le produit permet de réaliser des performances semblables à celles de l'essence super sans plomb.

En tenant compte de ces facteurs, certains observateurs ont fait remarquer que les grandes réserves de gaz naturel du Canada (actuellement en surplus) offrent l'occasion unique de produire de grandes quantité d'essence synthétique pour le secteur des transports. Cependant, le Comité a déjà indiqué que le principal objectif d'une stratégie d'énergie de remplacement serait de détourner les Canadiens des combustibles fossiles et qu'il ne serait pas conforme à cette philosophie de recommander la production d'un hydrocarbure pour les transports à partir d'une ressource non renouvelable. C'est pourquoi nous préconisons le recours au méthanol pour faciliter la transition vers un avenir basé sur l'hydrogène et l'électricité.

Aperçu du procédé de synthèse méthanol-essence (MTG) de Mobil

Dans la synthèse méthanol-essence de Mobil, le méthanol est transformé en essence à l'aide d'un catalyseur à base de zéolithe. On déshydrate tout d'abord le méthanol (de façon réversible) pour le changer en éther diméthylique puis on déshydrate encore ces deux produits pour obtenir des oléfines légères qui réagissent à leur tour pour former des oléfines plus lourdes. Dans la dernière réaction de la séquence, les oléfines lourdes se réarrangent pour former des paraffines, des cycloparaffines et des aromatiques (c'est-à-dire de l'essence synthétique).

$$2\ CH_3OH \rightleftarrows CH_3OCH_3 + H_2O$$

$$\downarrow$$

oléfines légères + H_2O

$$\downarrow$$

C_5 + oléfines plus lourdes

$$\downarrow$$

paraffines + cycloparaffines + aromatiques
(essence synthétique)

En raison de la structure tridimensionnelle particulière du catalyseur à base de zéolithe utilisé, ce procédé produit peu d'hydrocarbures plus grands que C_{10}. C'est là un aspect important du procédé MTG car il n'exige aucune distillation ni aucun raffinage de l'essence synthétique pour éliminer les composés d'hydrocarbures lourds.

Sources: d'après Lee, w. et *al.*, 1980.

Certains soutiennent que l'essence synthétique est une option plus sensée que le méthanol parce qu'on pourrait continuer d'utiliser les moteurs à combustion interne existants et parce qu'il y a déjà un réseau de distribution d'essence en place, ce qui n'est pas le cas pour le méthanol. De plus, si on pouvait disposer de grandes quantités d'essence synthétique, il ne serait pas nécessaire de dépenser des sommes importantes pour entreprendre la conception, les essais, la construction et la distribution de nouveaux moteurs d'automobile au méthanol. Bien que nous n'ayons pas encore suffisamment de données pour savoir quelle option choisir, il y a certaines considérations de base qui peuvent nous indiquer la bonne direction et cette direction, c'est celle du méthanol et non pas celle de l'essence synthétique.

En premier lieu, quelle que soit l'efficacité du procédé de synthèse, il faudra de l'énergie pour transformer le méthanol en essence. Deuxièmement, le procédé Mobil est en fait la conversion délibérée d'un composé soluble dans l'eau et facilement biodégradable (méthanol) en une substance nocive, plus explosive, brûlant avec plus de résidus et insoluble dans l'eau (essence). Troisièmement, on peut dire que la technologie de la production de méthanol est de disponibilité courante alors que le procédé Mobil n'a pas encore fait ses preuves à l'échelle commerciale. Quatrièmement, le procédé MTG exige environ 25 % de plus d'investissements que la synthèse du méthanol. Cinquièmement, si l'on continue à disposer d'essence, on ne sera pas porté à mettre au point de nouveaux types de moteur. Enfin, et il s'agit peut-être de l'argument le pus important, en se lançant résolument dans la production d'essence synthétique à l'aide du procédé Mobil, on ne ferait que substituer une ressource non renouvelable (gaz ou charbon) à une autre (pétrole) comme source d'énergie, rejetant ainsi l'idée de fonder notre filière énergétique sur des ressources durables et aggravant les sérieux problèmes de pollution de l'environnement qui se posent déjà en raison de l'utilisation de plus en plus fréquente des hydrocarbures comme source d'énergie.

RECOMMANDATION

Étant donné que l'essence synthétique ne réduit pas l'utilisation des hydrocarbures et que sa production ne conserve pas l'énergie, le Comité recommande qu'on ne retienne pas la production d'essence synthétique à partir de combustibles fossiles comme option énergétique de premier plan pour le secteur des transports.

4. ALCOOLS

On s'est intéressé un peu partout à deux alcools susceptibles d'être mélangés à l'essence ou de la rem-

placer comme carburant dans le secteur des transports. Il s'agit de l'éthanol (alcool éthylique, alcool de grain, C_2H_5OH) et du méthanol (alcool méthylique, alcool de bois, CH_3OH). On peut les utiliser tels quels, c'est-à-dire dans des moteurs conçus pour fonctionner à l'alcool ou on peut les mélanger à l'essence dans des proportions variées pour obtenir du gazohol. Aux États-Unis, le gazohol qui est commercialisé comprend 90% d'essence et 10% d'éthanol et sur le marché brésilien, on trouve un gazohol contenant environ 20% d'éthanol. Au Canada, Mohawk Oil a réaménagé une distillerie du Manitoba pour produire deux millions de gallons d'éthanol par an dans le but de mélanger cet éthanol à de l'essence.

Le prolongement de la durabilité des réserves d'essence (et de carburant pour moteur diesel) n'est pas le seul avantage qu'offre l'emploi d'alcools comme carburant. On peut produire l'éthanol et le méthanol à partir d'une variété de charges d'alimentation et tous deux sont biodégradables et solubles dans l'eau. Cela veut dire que les déversements d'alcools sont bien moins sérieux pour l'environnement que les déversements d'essence ou d'autres produits du pétrole. Les alcools peuvent être rapidement décomposés par les organismes vivants et se diluent facilement dans l'eau pour atteindre des concentrations non nocives. Comme les alcools ne contiennent aucune fraction très volatile, les incendies d'alcool ne se déclarent pas aussi facilement que les incendies d'essence, dégagent moins de chaleur rayonnante et peuvent être éteints avec de l'eau.

Les moteurs des véhicules à alcool peuvent produire moins d'émissions de gaz carbonique, d'oxyde de carbone et d'hydrocarbures que les moteurs à essence mais il existe certains doutes sur les dangers pour la santé que représentent les émissions d'aldéhyde produites par les moteurs à alcool. Signalons toutefois qu'il est possible d'installer sur les moteurs un catalyseur d'oxydation capable d'éliminer de 80% à 90% des émissions d'aldéhyde, si les recherches prouvent que ces émissions sont nuisibles. Les moteurs à alcool produisent bien moins d'émissions d'oxyde azoteux que les moteurs à essence parce que la combustion se fait à des températures plus basses. (En raison de la température de combustion moins élevée, une moindre proportion de l'azote se trouvant dans l'air est changée en oxyde pendant la combustion.) On peut utiliser de l'alcool au lieu de plomb tétraéthyle pour augmenter l'indice d'octane des essences de qualité inférieure et réduire le cognement, le cliquetis et l'auto-allumage.

Le mélange d'alcools à l'essence n'est pas sans présenter certains inconvénients. Pour que le mélange soit permanent, il faut que les alcools soient anhydres car en présence d'eau, l'alcool et l'essence se séparent rapidement, un peu comme l'huile et le vinaigre dans une vinaigrette. C'est ce qu'on appelle la séparation de phase. Sur ce plan, le méthanol tolère moins bien l'eau que l'éthanol. Le gazohol s'évapore plus facilement que l'essence ou l'alcool et cela pourrait poser des problèmes de tension de vapeur, bien que les Brésiliens n'en aient pas connus. Par temps froids, on peut avoir du mal à faire démarrer un moteur à alcool ou à gazohol (le problème est plus aigu avec le méthanol qu'avec l'éthanol) mais les Brésiliens ont tourné cette difficulté en faisant démarrer le moteur à l'essence puis en passant à l'alcool quand le moteur est assez chaud. Il faudra effectuer d'autres travaux de recherche et développement pour mettre au point des systèmes de démarrage adoptés à l'environnement canadien.

En utilisant de l'alcool *pur* comme combustible, on pourrait éliminer les problèmes de séparation de phase qui caractérisent les mélanges essence-alcool. On n'aurait pas non plus à rendre l'alcool anhydre car les moteurs à alcool pur peuvent tolérer l'eau (mais au prix d'une baisse du rendement).

Les alcools ne possèdent aucune des propriétés lubrifiantes des composés du pétrole et cela n'est pas sans causer certaines préoccupations, mais l'expérience brésilienne indique que les véhicules fonctionnant à l'éthanol ne connaissent pas d'usure accélérée des pièces de leur moteur.

Compte tenu de leur composition, certains éléments des automobiles classiques (réservoir de carburant, pompe de carburant, de nombreuses pièces de plastique, etc.) peuvent être plus ou moins attaqués par l'alcool. On a toutefois pu résoudre ce problème en utilisant des matériaux différents dans les moteurs à alcool éthylique comme on l'a fait au Brésil et les experts de l'automobile affirment que les problèmes semblables que pose le méthanol peuvent être résolus de la même façon. En fait un certain nombre de constructeurs américains, européens et japonais produisent déjà des moteurs à gazohol et des moteurs mixtes (alcools ou essence) aux fins d'essais.

CONCLUSION

On procède dans le monde entier à de nombreux travaux de recherche expérimentale sur les moteurs à alcool ainsi que sur les moteurs mixtes qui peuvent utiliser soit l'alcool soit l'essence. Le moteur à éthanol a déjà été mis au point au Brésil où il est produit sur une grande échelle. Dans d'autres pays, un certain nombre de constructeurs automobiles fabriquent également des prototypes de moteur à méthanol et de moteur mixte (méthanol/essence). Ces moteurs continuent de faire l'objet d'essais, mais comme il n'y a pas de marché pour les automobiles à méthanol, les constructeurs hésitent à se lancer dans la production en série de

ces véhicules. D'un autre côté, aucun producteur potentiel de méthanol ne se livre pour le moment à la production commerciale d'alcool puisqu'il n'existe aucun marché pour ce carburant.

RECOMMANDATION

Pour mettre au point un véritable carburant de remplacement, le comité recommande que le gouvernement canadien encourage activement les constructeurs automobiles à produire des moteurs à méthanol et des moteurs mixtes au Canada. En prenant ces mesures et en développant une industrie du méthanol, le Canada pourrait occuper le premier rang dans la production et l'utilisation du méthanol.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que l'éthanol produit au Canada serve à prolonger la durabilité des réserves d'essence grâce à la production de gazohol. Il ne recommande pas le recours aux véhicules à éthanol comme option importante pour les transports.

5. VÉHICULES ÉLECTRIQUES ET VÉHICULES HYBRIDES

L'âge de l'automobile électrique a mis beaucoup de temps à voir le jour. Dans le monde entier, il n'y a guère que 100,000 véhicules électriques, ce qui correspond plus ou moins au nombre de voitures classiques produites quotidiennement. Leur conception varie beaucoup de même que leur système d'emmagasinage de l'énergie et, sans vouloir être trop critique, on peut dire que dans l'ensemble ces véhicules sont lents, peu efficaces et chers. Ils sont probablement destinés à avoir un grand avenir mais, pour le moment, on n'a pas été en mesure de mettre au point des véhicules électriques ayant les performances et le rayon d'action auxquels les voitures à essence nous ont habitués. Les constructeurs n'ont pas non plus réussi à produire des véhicules électriques dont le prix concurrence celui des voitures à combustion interne.

Les véhicules électriques sont la solution idéale pour la conduite en ville parce qu'ils sont silencieux, extrêmement propres du point de vue du fonctionnement et des émissions, et qu'ils peuvent être ravitaillés simplement, bien que lentement, à l'aide de la technologie existante. Ils pourraient nous aider à réduire nos besoins en pétrole, à condition que l'électricité qu'ils utilisent ne soit pas produite par des centrales alimentées au pétrole.

Le principal obstacle à la mise au point d'un véhicule électrique pratique et concurrentiel réside dans le fait qu'on n'a pas encore réussi à produire à bon marché des accumulateurs fiables, légers, durables et à forte densité énergétique. On continue à faire subir des essais à une grande variété de systèmes, mais il n'en existe aucun jusqu'à présent qui ait pu complètement résoudre toutes les difficultés mentionnées. Les analystes persistent à croire qu'il faudra que la technologie des accumulateurs fasse un pas gigantesque en avant pour que les véhicules électriques puissent arriver à concurrencer les voitures classiques sur le marché de l'automobile.

Ford a fait l'essai d'au moins quatre systèmes, dont un accumulateur au sodium-soufre à haute température, mais n'a pas obtenu de résultats très encourageants. General Motors a concentré tous ses efforts sur un accumulateur au nickel-zinc qui peut emmagasiner deux fois et demie plus d'énergie par livre que les accumulateurs au plomb utilisés d'habitude dans les véhicules électriques, mais la compagnie reconnaît qu'il reste encore des améliorations à apporter sur le plan des performances et du rayon d'action. Elle se propose toutefois de commercialiser des véhicules électriques dès 1985 et prévoit en vendre 200,000 d'ici 1990. American Motors produit des jeeps électriques en petit nombre et Chrysler ne s'intéresse pas du tout au véhicule électrique. Une compagnie américaine, Gulf and Western Industries, a récemment annoncé la mise au point d'un accumulateur au zinc-chlore qui, à son avis, révolutionnera l'industrie du véhicule électrique. Elle prévoit des ventes annuelles de 1.3 million d'accumulateurs d'ici 1990.

Un exemple intéressant de mise au point d'accumulateurs a été porté à l'attention du Comité quand ce dernier a visité le Laboratoire national Lawrence Livermore en Californie. Ce laboratoire a été désigné par le ministère américain de l'énergie pour mener les recherches sur l'accumulateur à aluminium-air. Ces techniques non encore éprouvées sont surtout intéressantes parce qu'elles permettent de déboucher sur un système d'accumulateur offrant une accélération, un rayon d'action et un temps de ravitaillement comparables à ceux d'une voiture classique d'aujourd'hui. On pense que le coût d'une automobile utilisant ce genre d'accumulateur fera concurrence à celui des automobiles classiques quand le prix de l'essence sera de $2 à $3 le gallon (américain).

On a indiqué au Comité qu'il serait possible de mettre au point un prototype de véhicule alimenté par un accumulateur à aluminium-air d'ici 1987, à condition que le ministère de l'Énergie accorde à cette recherche une assez grande priorité. Les experts de Lawrence Livermore pensent que ces véhicules pourraient être disponibles dès 1985 si le gouvernement autorise un programme intensif de mise au point.

Dans les systèmes à aluminium-air, l'électricité est produite par la réaction de l'aluminium avec l'oxygène de l'air en présence d'un électrolyte. Cette réaction électrochimique produit un composé d'aluminium que l'on peut recycler dans une usine d'aluminium. En raison de leur rapport énergie-poids élevé, les plaques d'accumulateurs à l'aluminium constituent un lien idéal entre la source d'électricité et le secteur des transports (figure 6-22). En ce qui concerne la pollution atmosphérique pour ce type d'accumulateur, il suffirait de mettre en place des systèmes de contrôle des émissions dans les usines d'aluminium et dans les centrales.

Ces accumulateurs ne sont pas rechargeables au sens où on l'entend généralement car on «recharge» l'accumulateur en remplaçant les plaques mortes par de nouvelles plaques. Étant donné la grande densité énergétique des accumulateurs, on peut faire plusieurs milliers de kilomètres avec un seul jeu de plaques mais le rayon d'action du véhicule est limité par la nécessité d'ajouter de l'eau dans l'accumulateur, probablement tous les 400 à 600 kilomètres. Quand on ajoute l'eau, on enlève le composé d'aluminium qui s'est formé afin de le recycler plus tard.

Le Comité a appris que le Canada aussi s'intéressait à la mise au point d'un tel système. C'est ainsi qu'à Ottawa, l'Établissement de recherche pour la défense a étudié sur les applications militaires de ces accumulateurs. Une compagnie torontoise s'intéresse à leur mise au point commerciale et a passé avec Lawrence Livermore un accord réciproque pour l'échange d'informations sur la recherche et le développement.

Comme les États-Unis poursuivent déjà activement un programme de mise au point d'un accumulateur à aluminium-air pour l'industrie automobile, la compagnie torontoise se propose d'orienter ses recherches vers d'autres applications plus spécialisées, notamment l'utilisation d'accumulateurs dans les collectivités éloignées, dans les installations de communication isolées, pour les aides à la navigation, dans les foyers, dans les installations de loisirs, dans les véhicules des mines et comme moyen de secours. La compagnie n'a pas l'intention de mettre au point l'accumulateur à aluminium-air pour l'industrie de l'automobile mais compte importer cette technologie des États-Unis.

CONCLUSION

Bien que la mise au point d'un accumulateur à aluminium-air n'en soit encore qu'aux tous premiers stades et demeure une entreprise commerciale risquée, son application potentielle au Canada semble très prometteuse, compte tenu de nos abondantes ressources hydroélectriques et de nos vastes capacité de fusion de l'aluminium.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral suive de près la mise au point de l'accumulateur à aluminium-air et en appuie la commercialisation au Canada.

D'autres recherches sur les véhicules électriques se poursuivent au Royaume-Uni, en France, en Allemagne de l'ouest et en Italie et le Japon s'est engagé à faire des efforts considérables de R et D dans ce domaine. Il est intéressant de noter que tous ces pays sont relativement petits et densément peuplés et l'intérêt qu'ils portent au véhicule électrique peut tout aussi bien être inspiré par des considérations écologiques que des inquiétudes quant aux approvisionnements en pétrole.

Le Canada n'a encore fait que très peu de recherches sur les véhicules électriques, mais une compagnie de Montréal a produit deux types de véhicules alimentés par des accumulateurs au plomb. Dans un rapport de 1978 sur la production de véhicules électriques au Canada, il était dit que presque toutes les ressources nécessaires à la mise sur pied d'une industrie des véhicules électriques existaient au Canada et que la plupart des composants de ces véhicules pouvaient être produits par des compagnies canadiennes en vertu du pacte de l'automobile entre le Canada et les États-Unis.

CONCLUSION

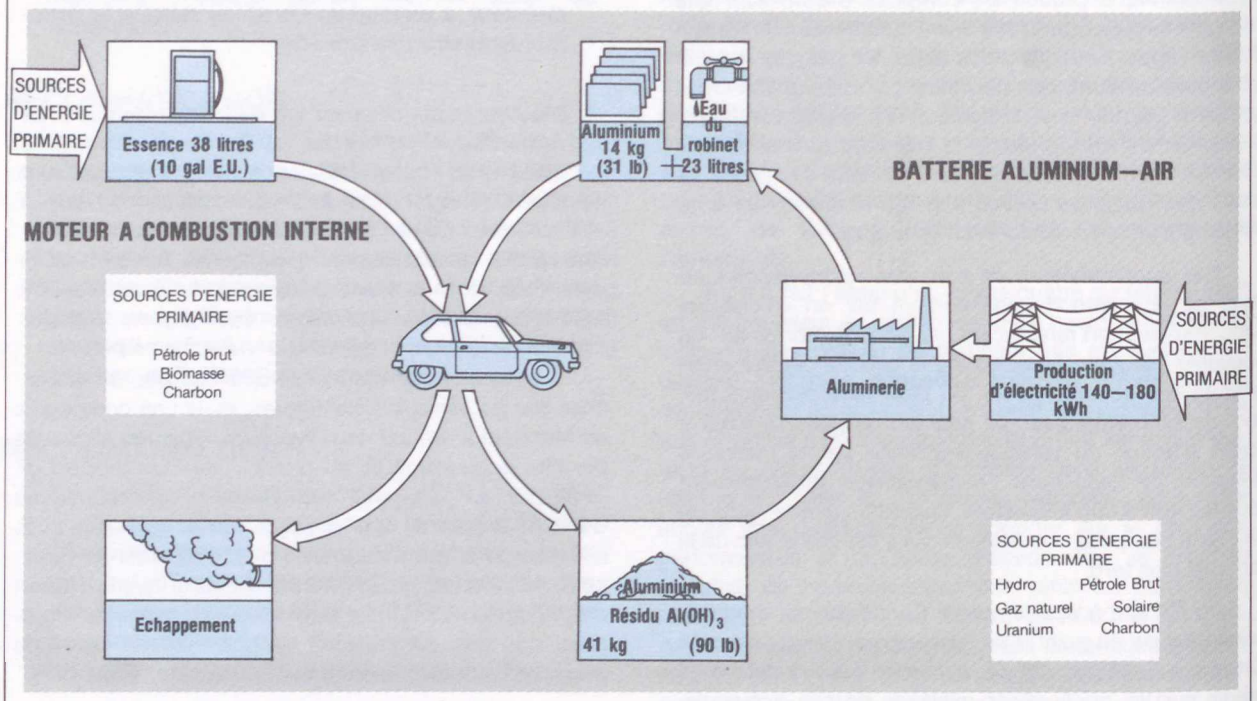
Le Comité reconnaît que si le Canada doit orienter ses efforts vers un avenir énergétique basé sur l'hydrogène et l'électricité, il lui faut également s'assurer qu'il y aura des marchés pour ces devises énergétiques à mesure qu'elles seront disponibles.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande que le Canada s'intéresse de façon bien plus active à la recherche, au développement et à la démonstration dans le domaine des véhicules électriques. Il doit s'agir d'efforts systématiques axés non seulement sur la propulsion mais encore sur la conception et la construction de tous les éléments requis pour produire un véhicule électrique entièrement canadien.

Les partisans de la mise au point de véhicules électriques craignent que la lenteur des progrès dans le domaine des accumulateurs ne nous poussent à rechercher d'autres solutions pour remplacer l'essence. C'est ce qui a incité certains à proposer une solution intermédiaire entre la combustion interne et le véhicule électrique. Il s'agirait d'un véhicule *hybride* qui constitue un

Figure 6-22: COMPARAISON ENTRE L'ACCUMULATEUR A ALUMINIUM-AIR ET LE MOTEUR A COMBUSTION INTERNE



Nouvelle optique de la propulsion des automobiles

L'accumulateur à aluminium-air produit de l'énergie électrique grâce à la réaction de l'aluminium avec l'oxygène de l'air en présence d'un électrolyte aqueux. La réaction produit un hydrate d'aluminium que l'on peut recycler pour produire de nouvelles plaques d'accumulateur. L'aluminium réutilisable constitue donc le seul lien entre toute source d'électricité et le secteur des transports.

La voiture

— automobile 5 places d'un poids de 1,260 kilogrammes (2,800 livres)

— propulsion assurée par un moteur de 63.4 kilowatts (85 chevaux)

— parcours de 400 kilomètres (250 milles)

Besoins en énergie[a]

Accumulateur à aluminium-air

14 kilogrammes d'aluminium produits par 140-180 kWh d'électricité provenant de
- 0.27 baril de pétrole brut,
- 72 kilogrammes de charbon, ou
- 4 grammes d'oxyde d'uranium.

Moteur à combustion interne

38 litres d'essence provenant de
- 0.25 baril de pétrole brut,
- 90 kilogrammes de charbon, ou
- 180 kilogrammes de biomasse.

Les données ci-dessus laissent supposer que les véhicules alimentés par des accumulateurs à aluminium-air pourraient devenir un projet économiquement viable si le programme de R & D du laboratoire de Lawrence Livermore remplit ses promesses.

[a] Les chiffres indiqués correspondent au contexte énergétique des États-Unis et peuvent être différents au Canada.

Source: D'après "*The Aluminium-Air Battery for Electric Vehicules: An Update*", novembre 1980, p. 3.

domaine prometteur de recherche et de développement et qui nous permettrait de ne pas renoncer au véhicule électrique.

Les véhicules hybrides comprennent un moteur électrique combiné à une pile à combustible ou à un moteur diesel ou à gaz. Dans le dernier cas, le moteur à combustion intervient lorsqu'on a besoin de puissance supplémentaire, par exemple pour l'accélération, et l'accumulateur satisfait à la demande plus faible qui caractérise la conduite de croisière. Dans le cas du véhicule hybride à accumulateur/pile à combustible, c'est probablement le contraire qui se produirait: la pile à combustible satisferait la demande de faible puissance et l'accumulateur interviendrait quand on aurait besoin de plus de puissance.

Les systèmes hybrides de propulsion pourraient nous aider à réduire considérablement notre consommation d'essence en satisfaisant par l'électricité une partie de la demande d'énergie du secteur des transports. Pour le moment cependant, un véhicule hybride coûterait bien plus cher qu'un véhicule ordinaire parce qu'il lui faudrait deux systèmes d'alimentation et qu'il exigerait du conducteur une technique de conduite et de contrôle de la puissance bien plus compliquée que sur un véhicule à combustion interne. Un autre inconvénient du système hybride est qu'il faudra peut-être sacrifier les performances du moteur pour que le prix des véhicules puisse être concurrentiel.

CONCLUSION

Les systèmes hybrides de propulsion coûtent cher et, par définition, ne font qu'assurer la transition entre les véhicules classiques et les véhicules électriques. Il reste encore beaucoup à faire pour perfectionner ces systèmes et il faudra attendre au moins une dizaine d'années avant de voir l'introduction en nombre des véhicules hybrides.

RECOMMANDATION

Le Comité est convaincu que les efforts de RD & D au Canada devraient porter sur les véhicules tout-électrique plutôt que sur les véhicules hybrides. Toute activité de RD & D qui pourrait porter sur la propulsion hybride doit s'orienter vers la mise au point d'un système hybride pile à combustible/électricité car cela permettrait au Canada de poursuivre de front des recherches sur deux types de propulsion non classique, afin que chacune de ces technologies puisse éventuellement être exploitée séparément.

6. L'HYDROGÈNE

L'hydrogène a un certain nombre de caractéristiques qui en font un combustible apte à remplacer l'essence dans le secteur des transports. Il a certes l'avantage de pouvoir être utilisé dans des moteurs à combustion interne modifiés, ce qui veut dire que son introduction ne serait pas nécessairement limitée par le taux de renouvellement des automobiles classiques. Autrement dit, en attendant de mettre en place l'infrastructure nécessaire à un système de transport basé sur l'hydrogène, il sera possible de conduire des voitures qui utiliseront les deux carburants, essence ou hydrogène et qui faciliteront la transition de l'essence à l'hydrogène dans le secteur des transports.

Il y a aussi des raisons d'ordre environnemental pour préférer l'hydrogène à l'essence comme carburant. La combustion de l'hydrogène pur ne libère que de l'eau et des oxydes d'azote alors que la combustion de l'essence libère dans l'atmosphère de l'oxyde de carbone, du gaz carbonique, des oxydes nitreux, des hydrocarbures et, dans certains véhicules, du plomb.

En tant que carburant pour les transports, le principal problème que pose l'hydrogène est probablement celui du stockage. Le stockage de l'hydrogène a fait l'objet d'une discussion détaillée dans la section sur ce combustible et on se contentera donc de décrire ci-après les méthodes qui s'annoncent prometteuses pour le secteur des transports.

On peut utiliser l'hydrogène liquide comme carburant mais son stockage soulève des difficultés particulières. Toute d'abord, il faut le garder au froid et, comme il bout à −217°C, il faut bien l'isoler. De plus, comme l'hydrogène n'a, à volume égal, qu'une fraction de la valeur énergétique de l'essence, un véhicule doit en transporter une grande quantité, ce qui se traduit par des dimensions de réservoir inacceptables si l'on veut un véhicule à grand rayon d'action. En Allemagne de l'Ouest et aux États-Unis, on a construit des voitures expérimentales fonctionnant à l'hydrogène liquide et on poursuit les recherches en vue de réduire le coût de ces véhicules, de démontrer leur sécurité et d'augmenter leur rayon d'action.

On a également étudié la possibilité de stocker l'hydrogène sous forme d'hydrures métalliques. Malgré leur poids, on peut se servir des hydrures métalliques pour stocker l'hydrogène dans les applications automobiles où le poids n'a pas trop d'importance, par exemple pour les gros véhicules comme les autobus où le supplément de poids ne pose pas de problème. En Allemagne de l'Ouest, Daimler-Benz a démontré la faisabilité d'exploiter des autobus à hydrogène et construit actuellement 20 de ces véhicules qui seront utilisés à Berlin. Des autobus semblables ont fait l'objet d'essais dans plu-

sieurs villes des États-Unis et la ville de Pittsburgh envisage l'achat d'une flotte d'autobus à hydrogène. (Les avantages environnementaux de la combustion d'hydrogène sont particulièrement intéressants dans les agglomérations où les émissions constituent un risque potentiel à la santé.)

Les hydrures liquides sont également intéressants car ils ne posent pas le même problème de poids que les hydrures métalliques. Un hydrure liquide est en fait tout liquide qui contient de l'hydrogène. L'essence est un hydrure liquide mais son rapport de carbone à l'hydrogène est élevé, ce qui signifie qu'à la combustion, l'essence produit de grandes quantités de gaz carbonique en plus de la chaleur. Les hydrures liquides qui ne contiennent pas de carbone et qui comportent une proportion élevée d'hydrogène par rapport à l'élément porteur (l'azote par exemple), libèrent surtout de l'eau à la combustion. Pour cette raison, les hydrures liquides synthétiques ressemblant à l'ammoniac sont particulièrement intéressants et font l'objet de recherches actives aux États-Unis.

Un véhicule peut transporter un hydrure liquide comme source d'hydrogène, ce dernier étant produit, quand on en a besoin, dans un craqueur catalytique (dispositif qui peut séparer l'hydrogène d'un hydrure liquide). En Californie, une compagnie prétend avoir un véhicule d'essai fonctionnant selon ce principe, mais ce véhicule n'a fait l'objet d'aucun essai indépendant. Pour le moment, on se tourne vers ces composés pour fournir à bord l'hydrogène utilisé dans les moteurs à combustion interne mais on peut également les utiliser dans des piles à combustible.

CONCLUSION

La possibilité de combiner une pile à combustible et un hydrure liquide tel que le méthanol comme source d'hydrogène dans les véhicules de transport de surface semble être un domaine qui pourrait faire l'objet de recherches intéressantes.

L'hydrogène liquide promet d'être intéressant comme carburant d'aviation. Dans les années 1920 et 1930, l'hydrogène a servi à remplir les dirigeables, en raison de sa légèreté, mais il n'a jamais été utilisé comme combustible. La série d'accidents qu'ont connus les dirigeables pose encore de sérieuses questions sur la sécurité de l'hydrogène et nombreux sont ceux qui se souviennent encore clairement de l'explosion spectaculaire du dirigeable allemand Hindenburg en mai 1937. Cependant, à bord de l'Hinderburg, l'hydrogène n'était pas stocké comme le serait un *carburant* et les seules personnes qui ont été tuées ou grièvement blessées sont celles qui ont sauté du dirigeable ou qui ont été brûlées par le carburant diesel. En raison de sa légèreté, l'hydrogène en flammes s'est précipité vers le ciel et n'a probablement blessé personne. Quoi qu'il en soit, même si l'hydrogène est très combustible, on peut le manipuler en toute sécurité et sans incident, comme l'a fort bien montré le programme spatial des États-Unis.

Aucune étude complète n'a été faite sur la sécurité de l'hydrogène liquide, comparée à celle du carburant d'aviation mais l'hydrogène semble offrir certains avantages. Si l'hydrogène prend feu, en cas de rupture du réservoir pressurisé, les flammes se propagent vers le haut parce que l'hydrogène est plus léger que l'air et non latéralement comme dans le cas d'un carburant liquide. Cela veut dire qu'en cas de rupture des réservoirs à carburant d'un avion, lors d'un atterrissage forcé par exemple, si le carburant prend feu, un avion à l'hydrogène ne serait pas entouré de flammes comme ce serait le cas pour un avion classique.

Mis à part les questions de sécurité, l'hydrogène liquide a un autre avantage par rapport au carburant ordinaire, en ce sens qu'il est très léger du point de vue énergie par livre. L'hydrogène liquide a une teneur énergétique de 52,000 Btu/livre, c'est-à-dire deux fois et demie celle du carburant classique. L'utilisation de l'hydrogène liquide pourrait donc nous faire économiser des quantités importantes d'énergie car un avion classique consomme une bonne partie de son énergie à décoller avec ses réservoirs pleins de carburant lourd, puis ensuite à transporter ce carburant pendant le vol. Comme le poids au décollage d'un avion à hydrogène serait moindre, il faudrait à l'avion moins de poussée pour décoller et il serait donc plus silencieux qu'un avion classique. Un dernier avantage de l'hydrogène dans cette application est qu'il permettrait de réduire la pollution atmosphérique étant donné que sa combustion n'a que l'eau et des oxydes d'azote comme émissions.

Il faut analyser ces avantages en tenant compte de plusieurs inconvénients. Si l'hydrogène a une plus grande teneur énergétique par livre, il a par contre une moins grande teneur énergétique par volume que le carburéacteur. En fait, un avion à hydrogène liquide aurait besoin de trois à quatre fois plus de carburant, en volume, qu'un avion classique. Il faudrait donc prévoir, sur les avions à hydrogène, un espace important pour de très grands réservoirs de carburant et il faudrait mettre au point de nouveaux métaux et matériaux d'isolation pour ces réservoirs.

Après avoir étudié les avantages et inconvénients de l'hydrogène et après avoir évalué les perspectives d'approvisionnement en pétrole, la compagnie Lockheed a décidé de commercialiser un avion à hydrogène liquide. Elle est en train de revoir la conception du Tristar L-1011 pour incorporer des réservoirs d'hydrogène liquide dans le fuselage et elle adapte les moteurs pour

qu'ils puissent fonctionner à l'hydrogène. Lockheed a proposé que les États-Unis, la Grande-Bretagne, l'Allemagne et l'Arabie Saoudite construisent et exploitent une flotte d'avions cargo à hydrogène liquide à titre d'essai. Le Canada participera à la phase de démonstration de ce programme et l'un des centres de ravitaillement en hydrogène pourrait être situé à l'aéroport de Mirabel. Grâce à un programme intensif de recherche et de développement, Lockheed espère que cette flotte pourra entrer en service en 1987. Il reste encore des questions à résoudre sur le coût et l'approvisionnement de l'hydrogène, mais Lockheed est convaincu que l'hydrogène liquide est le carburant d'aviation de l'avenir.

RECOMMANDATION

Le Canada devrait continuer d'envisager l'hydrogène comme option de carburant pour l'aviation et cette activité devrait s'inscrire dans le cadre des efforts de RD&D d'Hydrogène Canada.

Energie des océans

1. L'ÉNERGIE MARÉMOTRICE

A. NATURE DE L'ÉNERGIE MARÉMOTRICE

La marée est un phénomène dû à l'attraction gravitationnelle exercée par la Lune et le Soleil sur le globe terrestre. Dans ce processus, le rôle prédominant est joué par la Lune, étant donné sa proximité de la Terre, et l'influence du Soleil, malgré sa plus grande masse, se réduit à une intervention modératrice. L'attraction de la Lune crée des oscillations sur la surface de la mer, le long de la ligne d'attraction gravitationnelle et sur les côtés opposés de la Terre. Comme la Terre tourne dans la direction opposée à l'avance de la Lune, ces oscillations s'amplifient autour de la Terre une fois toutes les 24 heures et 50 minutes.

Les 50 minutes qui s'ajoutent aux 24 heures de la journée solaire donnent lieu à la montée du niveau de l'eau qui se produit à des heures ultérieures et sur des jours successifs, ce qui fait que le cycle des marées est successivement en phase et hors de phase par rapport aux activités humaines. L'amplitude des marées varie également d'un jour à l'autre. Deux fois environ par mois (aux périodes de nouvelles Lune et de pleine Lune), lorsque la Lune, le Soleil et la Terre sont alignés et que leurs actions gravitationnelles se superposent, on observe une amplitude maximale donnant lieu à ce qu'on appelle la marée de vive-eau. Aux premier et troisième quartiers de la Lune de chaque mois lunaire, le Soleil et la Lune forment un angle droit avec la terre et neutralisent partiellement leurs actions gravitationnelles réciproques, ce qui donne lieu à une montée minimale des eaux appelée marée de morte-eau. En outre, à l'équinoxe de printemps (autour du 21 mars) et à l'équinoxe d'automne (autour du 23 septembre) les amplitudes des marées sont nettement plus grandes que d'habitude et doivent être prises en compte dans la conception des usines marémotrices.

Dans l'évaluation de l'amplitude des marées, la configuration de la côte joue un rôle particulièrement important. Par exemple, l'amplification de la marée dans la Baie de Fundy au fur et à mesure de sa progression dans les bassins Minas et Cumberland est le produit de la longueur et de la topographie de la Baie. La multiplication par cinq de la marée entre le Golfe du Maine (2 à 3 mètres) et le fond de la Baie (16 mètres) font de la Baie de Fundy l'un des rares sites terrestres où l'on peut envisager d'exploiter commercialement à grande échelle l'énergie des marées.

Une des caractéristiques importantes des marées est que, malgré qu'elles soient différentes d'un endroit à un autre, elles se produisent d'une façon périodique et, partant, prévisible. Cette prédictibilité constitue un grand avantage pour ce qu'est de l'utilisation des marées comme source d'énergie étant donné qu'il est possible de savoir avec certitude la quantité d'énergie que la marée fournira dans une semaine, un mois ou une année.

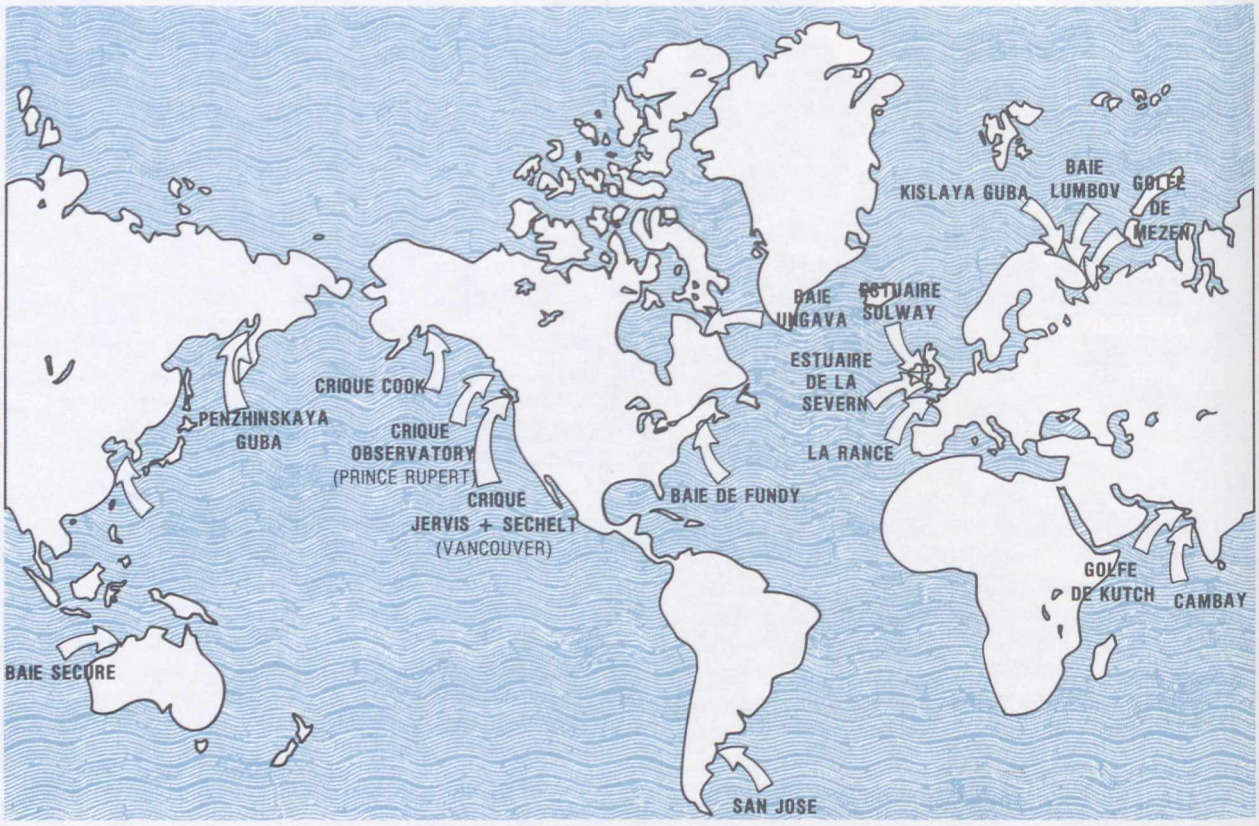
A part la Baie de Fundy, qui est considérée comme l'un des meilleurs emplacements du monde pour l'exploitation de l'énergie marémotrice, d'autres emplacements ont été étudiés à cet égard, notamment: Penjinskaïa Gouba dans la mer d'Okhotsk en U.R.S.S.; le bras de mer Cook en Alaska; l'embouchure de la Severn au Royaume-Uni; San Jose en Argentine; la baie Inchon en Corée du Sud et les goulets Jervis et Sechelt près de Vancouver (figure 6-23). Nous aborderons ultérieurement les trois sites qui ont dépassé le stade de la recherche et de la conception: l'usine marémotrice commerciale de la Rance en Bretagne, la petite centrale expérimentale russe de Kislaya Gouba et celle de la Baie Yuequing en Chine.

B. AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE MARÉMOTRICE

Le fait que les sites de la Baie de Fundy soient parmi les meilleurs du monde rend l'exploitation de l'énergie marémotrice au Canada attrayante, mais d'autres éléments avantageux méritent d'être mentionnés:

- une usine marémotrice utilise une source d'énergie facilement disponible et inépuisable;
- la source énergétique se prête à une prédiction détaillée et précise;
- une usine marémotrice ne consomme pas de combustibles et ses frais d'entretien devraient être réduits;
- une usine marémotrice est une installation propre et non polluante;

Figure 6-23: SITES DES PROJETS ÉVENTUELS D'USINES MARÉMOTRICES



Source: Clark, 1979, figure 1.

Les options d'aménagements marémoteurs

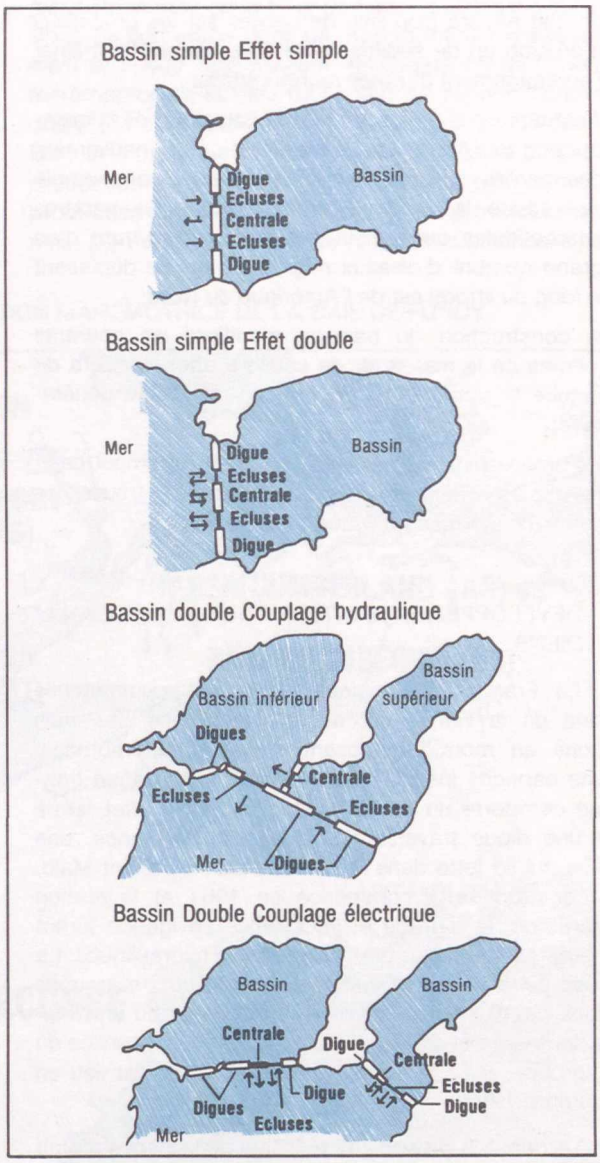
Le fait que le rythme des marées dépende principalement du cycle lunaire et le rythme de la vie humaine du cycle solaire pose des problèmes particuliers aux planificateurs de l'exploitation commerciale de l'énergie marémotrice. La plupart des plans d'aménagements proposés d'année en année se sont avérés soit trop complexes, soit trop coûteux, soit les deux à la fois. La formule la plus simple et la moins onéreuse consiste à aménager une installation marémotrice réalisant un cycle à «simple effet» à l'embouchure d'un bassin unique. Des vannes ménagées dans une digue permettent le remplissage du bassin à la marée montante. A marée haute, les vannes sont fermées et le reflux des eaux crée une dénivellation entre le bassin et la mer, à la suite de quoi on laisse l'eau s'écouler par des conduits contenant des turbines qui produisent l'électricité (figure 6-24). L'installation à bassin unique et à simple effet n'assure pas une production électrique continue. Le rythme de sa production est dictée par le cycle lunaire et son énergie maximale est souvent disponible à des périodes de faible demande.

Une variante de ce principe consiste en une turbine qui fonctionne non seulement lorsque l'eau coule du bassin vers la mer mais aussi dans le sens inverse. Ce cycle à double effet et à bassin unique permet la production de l'électricité aussi bien au vidage qu'au remplissage du bassin et c'est ainsi que fonctionne l'usine marémotrice de la Rance; toutefois, comme pour le système précédent, on n'obtient pas une production électrique continue. Les caractéristiques techniques de ce système à bassin unique sont toutefois moins complexes et moins coûteuses à réaliser que celles d'un système à deux bassins.

On peut surmonter le problème de la continuité de production énergétique que pose l'installation à bassin unique grâce à des bassins reliés par un système hydraulique. Ce genre d'aménagement exige une configuration côtière se prêtant à la création de deux bassins de stockage, par exemple la baie Shepody et le bassin Cumberland. Le niveau de l'eau est maintenu élevé dans le grand bassin et bas dans l'autre, et les deux bassins sont reliés par des groupes générateurs. Le remplissage du bassin supérieur s'effectue à la marée montante à travers une série de vannes et le vidage du bassin inférieur s'effectue avec le reflux de la marée moyennant une autre série de vannes. Le principal intérêt de ce système est qu'il permet de produire de l'électricité d'une façon continue bien que l'énergie produite soit moindre que dans le cas d'une installation à bassin unique. En outre les bassins communicants doivent être raccordés par une voie d'eau dotée d'une centrale électrique et d'une série additionnelle de digues et de vannes pour contrôler leurs niveaux respectifs, ce qui augmente fortement les investissements nécessaires.

Une installation à double bassin permet une certaine souplesse dans la production du courant. Les bassins sont dans ce cas reliés par une installation électrique et dotés tous deux d'une centrale génératrice. L'un d'eux fonctionne comme bassin inférieur et produit de l'électricité avec la marée montante, l'autre fonctionne comme bassin supérieur et produit de l'électricité lorsque la marée descend. Les investissements nécessaires sont équivalents à ceux de l'aménagement à raccordement hydraulique (Clark, 1979).

Figure 6-24: TYPES D'INSTALLATIONS MARÉMOTRICES



Source: Clark, 1979, figure 2.

- le coût de l'énergie marémotrice demeure relativement stable pendant la durée utile de l'usine;
- une usine marémotrice donnerait au Canada une place d'avant-garde dans un domaine technologique de grand intérêt pour un grand nombre de pays et lui fournirait l'occasion de développer un potentiel industriel orienté non seulement vers les usines marémotrices mais encore vers l'aménagement des centrales hydro-électriques à faible hauteur de chute.

Le principal inconvénient de l'énergie marémotrice est qu'elle dépend du cycle lunaire plutôt que du cycle solaire, ce qui change le rythme quotidien de la production électrique. Les autres inconvénients sont d'ordre environnemental et économique:

- on sait encore trop peu de choses sur les processus d'érosion ou de sédimentation que risque d'entraîner l'aménagement d'usines marémotrices;
- il est difficile d'évaluer l'impact écologique de la construction des barrages. La modification du mouvement des marées dans la Baie de Fundy risque par exemple de réduire la productivité biologique des vasières intercotidales qui constituent le lieu de pâture d'un grand nombre d'oiseaux migrateurs qui se déplacent le long du littoral est de l'Amérique du Nord;
- la construction du barrage modifiera les courants mêmes de la marée et, de cause à effet, risquera de réduire le potentiel de production de l'usine génératrice;
- les aménagements marémoteurs sont fortement capitalistiques et il serait peut-être difficile de trouver les sommes énormes qu'il faudra investir.

C. DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX ET CANADIENS

La France, qui exploite à l'échelle commerciale l'usine de la Rance est actuellement l'une des trois nations au monde disposant d'usines marémotrices. D'une capacité installée de 240 MW, l'installation française comporte un bassin unique à double effet fermé par une digue traversant l'estuaire de la Rance, une rivière qui se jette dans la Manche près de Saint Malo. Sa construction a commencé en 1961 et la station génératrice, le barrage et l'écluse de navigation furent construits à l'intérieur de trois caissons hydrauliques. La station génératrice est équipée de vingt-quatre groupes bulbes de 10 MW qui tournent en pompes ou en turbines dans l'une ou l'autre direction. La mise en service du 24e groupe et l'achèvement des travaux eurent lieu en décembre 1967.

La décision de construire l'usine de la Rance n'était pas dictée par des considérations d'ordre économique; le coût du pétrole était si bas au début des années soixante (moins de $2 le baril sur les marchés mondiaux) que les projets d'énergie de remplacement n'étaient pas compétitifs. Toutefois, après les hausses du prix du pétrole qui se sont produites durant la dernière décennie, l'usine de la Rance est devenue une source d'énergie électrique économiquement compétitive en France. En fait, en 1975 une commission fut chargée d'étudier la possibilité de construire aux environs des Îles Chausey une usine marémotrice beaucoup plus puissante (entre 6,000 et 15,000 MW) et davantage polyvalente. Ce projet dont la structure précise ou les coûts n'ont pas encore été définis combinera production électrique, activités portuaires, agriculture et tourisme.

Une des installations expérimentales est l'usine marémotrice de 400 MW construite en 1968 par l'Union Soviétique à Kislaya Gouba. Cette petite centrale se situe dans le golfe d'Ura à 45 km environ au nord de Mourmansk et à proximité d'un réseau de transmission électrique. Ce site a été retenu parce qu'il n'exigeait qu'un minimum de travaux d'infrastructure et fournissait la chance d'étudier l'effort des matériaux et les techniques de construction dans un milieu hostile. L'amplitude de la marée à Kislaya Gouba est de 4 mètres environ, ce qui ne suffit pas à justifier l'installation du point de vue économique. On rapporte néanmoins que le fonctionnement de l'usine a été si satisfaisant que l'on envisage de construire dans un proche avenir une autre usine de 400 MW équipée de groupes bulbes.

La Chine, quant à elle, exploite une usine marémotrice de 500 KW à Jiangxia dans la Baie de Yuequing, sur les côtes de la mer de Chine orientale. On travaille actuellement à doubler la capacité de production de ce site prévu pour comporter, à son parachèvement, six turbines de 500 KW.

Au Canada, plusieurs sites côtiers de Colombie-Britannique ont été récemment étudiés mais la plupart des recherches sur l'énergie marémotrice sont axées sur la Baie de Fundy. M. W. Rupert Turnbull, originaire de Rothesay (Nouveau-Brunswick) et inventeur de l'hélice à pas variable, fut l'un des premiers à se rendre compte du potentiel de la Baie de Fundy. En 1919, il a proposé un projet d'exploitation marémotrice au confluent des estuaires des rivières Petitcodiac et Memramcook dans la Baie de Shepody, mais la première étude importante dans ce domaine n'a été entamée qu'au cours des derniers mois de la seconde guerre mondiale. Ce projet portait sur l'aménagement d'une usine marémotrice à la Baie de Shepody mais, comme dans les études qui l'ont suivi au cours des années cinquante, la conclusion était la même: l'énergie marémotrice n'était pas rentable.

En 1966, le gouvernement fédéral, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Ecosse lancèrent une autre étude de faisabilité d'une usine marémotrice dans la Baie de Fundy. La conclusion tirée par le Conseil de

programmation de l'énergie marémotrice de l'Atlantique (CPEMA) était plutôt familière: bien qu'elles soient techniquement réalisables, les usines marémotrices ne supportent pas la concurrence des autres sources d'énergie sur le marché. Le Conseil recommanda également qu'on ne poursuive les recherches dans ce domaine soit qu'après que les taux d'intérêt aient suffisamment diminué pour confirmer la faisabilité économique des usines marémotrices, soit lorsqu'une percée technologique permettrait d'entrevoir la possibilité de réaliser des installations économiques, soit lorsque les autres sources d'énergie commenceraient à s'épuiser.

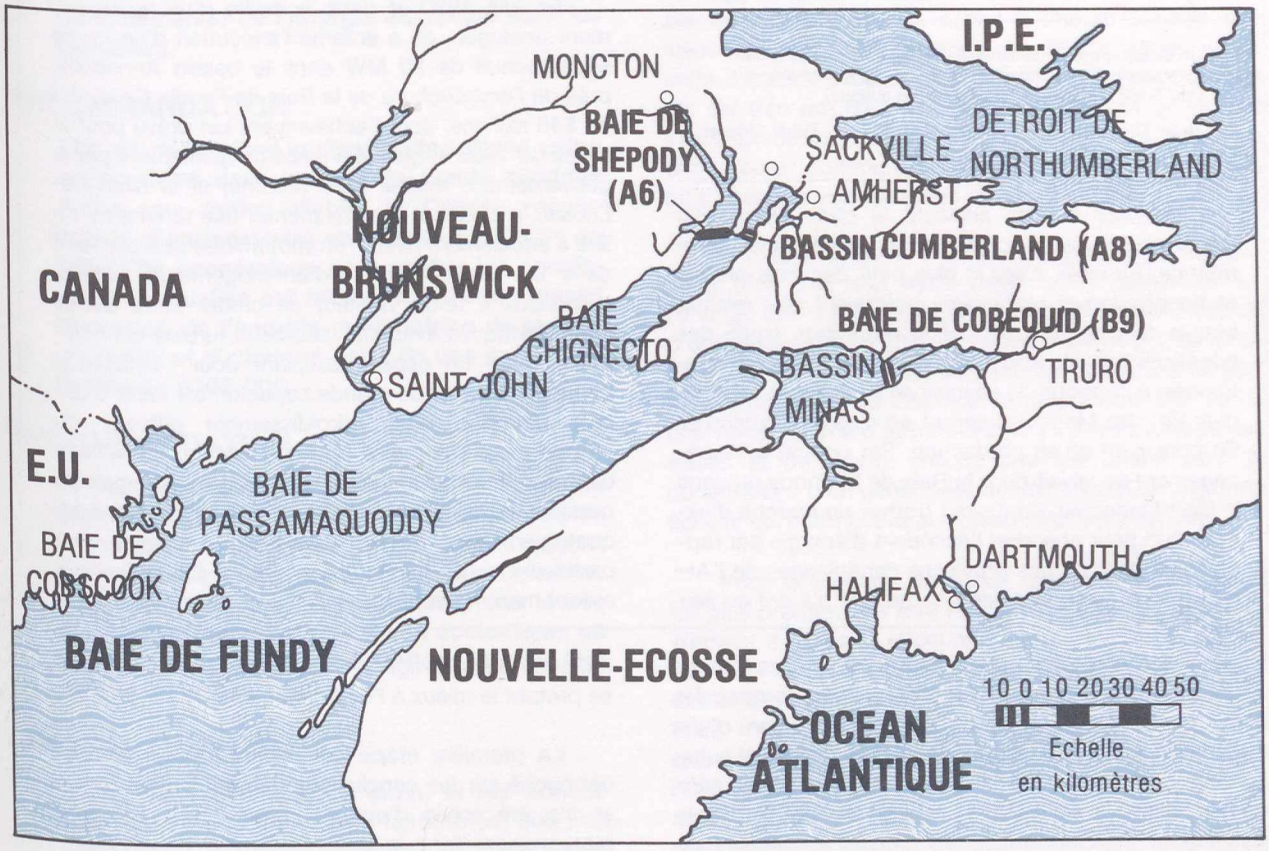
Dans la période qui a suivi le rapport de CPEMA, les coûts de l'énergie classique augmentèrent à un point tel que l'énergie marémotrice reprit son aspect prometteur et, du fait de ces circonstances, les gouvernements fédéral, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse créèrent en 1972 le Conseil d'examen de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy avec le mandat de revoir les résultats de l'étude du Conseil de programmation de l'énergie marémotrice de l'Atlantique. En septembre 1974, le nouveau conseil annonçait que les perspectives économiques de l'exploitation de l'énergie marémotrice se sont substantiellement améliorées et justifient l'approfondissement des recherches.

A la suite de cette recommandation, les trois gouvernements passèrent un accord en décembre 1975 au titre duquel on mit sur pied un Comité de gestion pour entreprendre un programme d'étude sous la supervision du Conseil d'examen de l'énergie marémotrice et dans le but:

> ... d'arriver à une estimation ferme du coût de l'énergie marémotrice, estimation qui servira de base à la décision de poursuivre les enquêtes détaillées et les études technologiques.

En novembre 1977, le Conseil d'examen de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy publiait les conclusions de son étude dans un rapport intitulé *«Reassessment of Fundy Tidal Power»* (Réévaluation de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy). Le rapport concluait que (1) la construction d'une usine marémotrice dans la Baie de Fundy est économiquement faisable et que sa production pourrait être intégrée dans le système de production électrique envisagé pour les provinces maritimes; (2) l'usine marémotrice réduirait substantiellement

Figure 6-25: SITES RECOMMANDÉS POUR L'EXPLOITATION MARÉMOTRICE DE LA BAIE DE FUNDY



Source: D'après Canada, Bay of Fundy Tidal Power Review Board, 1977, p. 15.

Exploitation marémotrice de la Baie de Fundy

La *réévaluation de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy* de 1977 a retenu, sur un groupe initial de 37 sites, trois sites justifiant d'être examinés en détail.

Tableau 6-13: DONNÉES COMPARATIVES DES TROIS SITES D'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE MARÉMOTRICE DANS LA BAIE DE FUNDY

Emplacement	Capacité installée (MW)	Rendement annuel moyen (giga-watt-heure)	Coûts d'immobilisations (en millions de dollars constants) 1977	1981(a)
Baie de Shepody (A6)—de la pointe Mary au cap Maringouin	1,550	4,533	2,197	2,966
Bassin Cumberland (A8)—de la pointe Peck à la pointe Boss	1,085	3,423	1,234	1,666
Baie Cobequid (B9) de la pointe Economy au cap Tenny.	3,800	12,653	3,988	5,384

(a) On suppose que l'inflation a augmenté de 35% les coûts d'immobilisation au cours de la période de quatre ans (1977-1981) (calculs effectués par les auteurs).

Source: D'après Canada, Bay of Fundy Tidal Power Review Board, 1977, p. 5.

Plusieurs raisons justifient le choix du bassin Cumberland pour la construction d'une usine marémotrice. En effet, c'est le plus petit des trois projets et les problèmes techniques pourraient être minimisés; la mitoyenneté permet la répartition égale des bénéfices entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse; à l'époque de sa mise en service (en 1995 au plus tôt), les Maritimes seront en mesure d'absorber 90 pour cent de sa production. Par contre, si l'aménagement se faisait dans la Baie de Shepody ou dans la Baie Cobequid, on devrait trouver un marché d'exportation pour absorber l'excédent d'énergie par rapport aux besoins des provinces canadiennes de l'Atlantique. A cet égard, les pourparlers qui ont eu lieu en février 1981 entre le premier ministre de Nouvelle-Écosse et le président du «Power Authority» de l'État de New-York montrent un renouveau d'intérêt à propos du financement du projet le plus important, celui de la baie Cobequid. Notons enfin que les préoccupations écologiques au sujet des modifications éventuelles des niveaux de la marée le long du littoral de la Nouvelle-Angleterre ne constitueraient pas un problème dans le cadre du projet du bassin Cumberland.

Il faut noter toutefois, que les hypothèses sur lesquelles se fondent l'étude de 1977 ont substantiellement changé. Le prix du baril de pétrole importé est actuellement de $40 environ; de nouvelles formes d'énergie (gaz naturel et énergie nucléaire) s'introduiront bientôt sur le marché des Maritimes et feront concurrence à l'énergie marémotrice; le taux de croissance de la consommation de l'énergie électrique a été inférieur au taux prévu à la suite de la hausse des coûts du pétrole et à la tendance plus nette vers l'utilisation rationnelle de l'énergie. Ces faits montrent qu'il est nécessaire de mettre à jour les travaux de 1977. On estime qu'une nouvelle étude de faisabilité économique prendrait 6 mois environ et coûterait $300,000.

En juin 1980 et dans le cadre d'un aménagement analogue, on a entamé l'exécution d'un projet expérimental de 20 MW dans le bassin Annapolis, près de l'embouchure de la Baie de Fundy. Ce projet de $46 millions, dont l'achèvement est prévu pour le milieu de 1983 et qui est financé conjointement par le gouvernement fédéral ($25 millions) et la Nouvelle-Écosse, a pour but d'expérimenter une turbine modifiée à écoulement direct (Straflo) utilisée actuellement dans un grand nombre d'aménagements fluviaux européens à faible hauteur de chute. Entre autres caractéristiques avantageuses cette turbine est compacte, offre un espace suffisant pour l'installation d'une génératrice de grande capacité, est facile d'accès, bénéficie d'un refroidissement efficace du groupe générateur tout en étant simple. La version canadienne de cette turbine est deux fois plus grande que la version européenne et, si elle fonctionne adéquatement dans un milieu salin, elle pourrait faire partie des aménagements canadiens futurs fluviaux et (ou) marémoteurs.

le besoin de nouvelles centrales à combustibles fossiles dans les programmes d'expansion des compagnies d'électricité des Maritimes; (3) la construction d'une usine suppose la participation financière directe et substantielle des gouvernements et un investissement minimal de l'ordre de $3 milliards; (4) les résultats de l'étude justifient la mise en œuvre de recherches technologiques, socio-économiques et écologiques. Trois sites, indiqués dans la figure 6-25, furent considérés comme se prêtant le mieux à l'aménagement.

La première étape de la réévaluation de 1977 a débouché sur les conclusions précédemment indiquées et n'a été suivie d'aucune autre étude sur l'énergie marémotrice dans la Baie de Fundy. En ajoutant son coût de $3.4 millions à celui des études antérieures, on

trouve que les recherches sur les marées de la Baie de Fundy ont absorbé des sommes de l'ordre de $8 millions. A l'origine, ce travail devait être suivi d'une deuxième étape intitulée «Programme conceptuel de préinvestissement», mais cette étape n'a pas eu lieu à cause, d'une part, des frais qu'elle entraînait ($33 millions en 1978, soit $50 millions en dollars courants) et, d'autre part, de l'impossibilité de créer la Maritime Energy Corporation (MEC) qui devait diriger les travaux. Le Programme conceptuel triennal de $50 millions devait fournir une évaluation détaillée de tous les aspects écologiques, socio-économiques et techniques de l'aménagement marémoteur de la Baie de Fundy.

CONCLUSION

Malgré les $8 millions absorbés par les études effectuées au cours d'une période de 60 ans, l'exploitation des marées de la Baie de Fundy demeure un projet monumental, théorique et ambitieux. L'énergie marémotrice est certes renouvelable, fiable et à l'abri de l'inflation mais beaucoup d'obstacles entravent son exploitation, notamment: la réalisation d'un programme conceptuel du préinvestissement, la mobilisation des capitaux nécessaires à son financement et le déclin récent du taux de croissance de la demande de l'énergie électrique dans les Maritimes.

RECOMMANDATION

Afin de déterminer si l'installation d'une usine marémotrice dans la Baie de Fundy continue d'être une option viable, le Comité recommande d'entreprendre sans délai une étude de faisabilité économique pour vérifier les conclusions auxquelles est arrivé en 1977 le Conseil d'examen de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy et d'allouer à cette fin une somme de l'ordre de $300,000.

RECOMMANDATION

Par ailleurs, si les conclusions de cette étude sont favorables, le Comité recommande de plus d'entreprendre, tel que souligné dans le rapport de 1977, une étude comprenant un programme conceptuel de préinvestissement, une étude socio-économique et une étude écologique; un budget de l'ordre de $50 millions devant être affecté à cette fin.

RECOMMANDATION

Le Comité recommande enfin, si les conclusions de l'étude finale sont favorables, que l'on commence la mise en œuvre d'installations marémotrices dans la Baie de Fundy.

2. L'ÉNERGIE DES VAGUES

L'homme a peut-être songé à utiliser l'énergie des vagues quand il a vu pour la première fois la puissance impressionnante de celles qui déferlent sur le rivage. Ce qui est certain, c'est que les efforts visant à concevoir des machines pouvant mettre cette énorme source d'énergie renouvelable au service de l'homme ne datent pas d'hier. Depuis 1876, 150 brevets ont été délivrés pour ce genre de dispositifs aux États-Unis et environ 350 au Royaume-Uni. Récemment, alors que l'approvisionnement mondial en pétrole se teinte d'incertitude et que l'on s'interroge sur le bien-fondé de l'utilisation des sources d'énergie non renouvelables, on recommence à s'intéresser à la mise au point de dispositifs pouvant domestiquer les vagues.

Les vagues constituent une source énorme et inépuisable d'énergie. Cette énergie est répartie dans le monde entier et représente un potentiel bien plus important que l'énergie marémotrice mais il faudra surmonter des problèmes de taille avant de pouvoir l'utiliser sur une grande échelle.

La première difficulté est de faire fonctionner des dispositifs technologiques complexes dans un milieu très souvent hostile. Pour garantir un fonctionnement fiable sur de longues durées, il faut à l'heure actuelle des investissements considérables et disproportionnés par unité d'énergie produite. Le fait que cette source d'énergie est très dispersée géographiquement et qu'elle est intermittente pose également des problèmes. Il faut en effet trouver comment transporter l'énergie des vagues puis l'intégrer aux systèmes d'énergie existants.

A l'heure actuelle, le Royaume-Uni mise probablement plus que tout autre pays sur la recherche sur l'énergie des vagues puisque ce pays a, en 1976, décidé d'accélérer son rythme de subventionnement dans ce domaine. Le programme actuellement en œuvre lui permettra de choisir le dispositif le plus prometteur parmi une vaste gamme d'appareils pour l'instant au stade des essais et de fournir ensuite une subvention pour la construction d'un générateur de démonstration à grande échelle qui contribuera au réseau électrique national.

Pour le moment, les deux dispositifs britanniques les plus prometteurs sont le «canard» (Salter Duck) et le «radeau à clapets» (Cockerell Raft). Le premier est un dispositif à profils oscillants qui utilise le mouvement ondulatoire des vagues. Dans des conditions expérimentales, il semble qu'il puisse extraire 90% de l'énergie disponible. Le second dispositif flotte à la surface de l'eau et suit le contour des vagues. L'énergie électrique est produite par le mouvement de moteurs ou de pompes hydrauliques qui relient une série de radeaux de ce genre.

La Suède poursuit un programme de recherche sur l'énergie des vagues qui devrait se terminer en 1983 et d'autres pays comme la Norvège, la Finlande, l'Allemagne de l'ouest et la France effectuent aussi des recherches dans ce domaine.

Au Japon, des génératrices de fabrication anglaise et entraînées par des turbines à air ont été installées dans la coque du navire «*Kaimei*». Le «*Kaimei*» a, dans sa coque, des compartiments ouverts à la mer. Le mouvement des vagues fait varier le niveau d'eau dans ces compartiments, ce qui fait entrer ou sortir l'air. Cet air qui se déplace passe alors par une série de soupapes de redressement qui en rendent le flux unidirectionnel. Il se trouve alors forcé à passer dans une turbine qui produit de l'électricité grâce à un générateur. Le «*Kaimei*» a été immatriculé comme centrale électrique de 1 MW et peut fournir de l'électricité au réseau national japonais. Ce programme de recherche et de démonstration se poursuit depuis 2 ans sous les auspices de l'AIE avec la participation active de la Grande-Bretagne, du Japon, de l'Irlande, des États-Unis et du Canada.

La recherche canadienne a surtout été axée sur l'étude de la conception innovatrice d'un radeau qui suivrait le contour des vagues et l'essai d'une plaque qui absorberait l'énergie des vagues mais elle a porté également sur l'évaluation de l'importance de la ressource qui constitue l'énergie des vagues au Canada. Cette évaluation a indiqué que l'énergie des vagues exploitable au Canada est relativement peu importante par rapport à ce qui est le cas au Royaume-Uni, en Norvège et en Afrique du Sud. De plus, cette ressource est dispersée sur une très grande étendue, ce qui indique que les possibilités d'exploitation sont limitées au Canada.

CONCLUSION

Le Comité constate que le harnachement de l'énergie des vagues ne pourrait constituer qu'un faible appoint aux sources d'énergie classiques au Canada.

RECOMMANDATION

Le Comité estime que le Canada devrait se tenir au courant des progrès internationaux dans le domaine de l'énergie des vagues et continuer à prendre part à des programmes internationaux de recherche et développement. Il recommande toutefois de ne pas accorder de priorité élevée à la recherche dans ce domaine, dans le cadre des programmes canadiens de recherche et de développement sur l'énergie.

3. CONVERSION DE L'ÉNERGIE THERMIQUE DES OCÉANS (CETO)

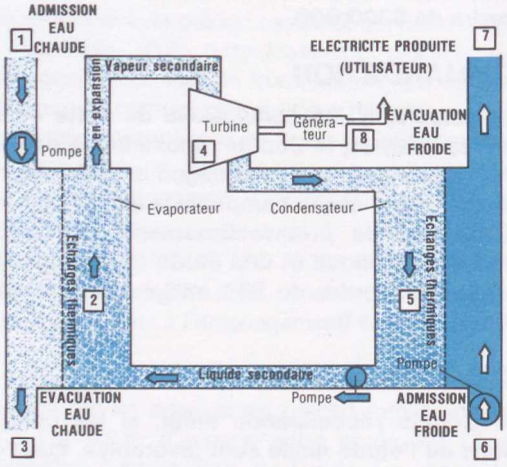
Les océans de la Terre sont de véritables capteurs solaires géants qui absorbent une grande partie du

Processus de conversion de l'énergie thermique des océans

Deux types de centrales CETO retiennent l'attention pour une mise au point éventuelle. Dans le processus CETO ouvert, on fait évaporer l'eau chaude de la surface et passer la vapeur d'eau ainsi obtenue dans une turbine pour produire de l'énergie. La vapeur est alors condensée par de l'eau froide que l'on pompe des profondeurs et que l'on retourne par la suite à la mer. Ce système est appelé «ouvert» parce que c'est l'eau de mer qui fait fonctionner la centrale sans passer par un fluide caloporteur. Les principaux problèmes de ce genre d'installation sont les dimensions de la turbine requise (environ 14 m de diamètre), l'élimination de gaz dissous dans l'eau de mer et les propriétés corrosives de l'eau salée.

Il serait peut-être plus profitable d'utiliser un système fermé dans lequel l'eau chaude chauffe un fluide caloporteur comme l'ammoniac, le propane ou des fluorocarbures, qui s'évapore, entraîne la turbine et se condense au contact de l'eau froide (Figure 6-26). L'eau chaude est admise dans la centrale au point 1, injectée dans l'échangeur thermique au point 2, puis expulsée au point 3. L'échangeur thermique/évaporateur (2) vaporise le fluide caloporteur. La vapeur se détend dans une turbine (4); puis quitte cette dernière pour entrer dans le condensateur (5). De là, une pompe renvoie le fluide caloporteur à l'échangeur thermique/évaporateur (2). L'eau froide entre au point 6 et passe par l'échangeur thermique/évaporateur puis sort de l'installation au point (7). La turbine fait fonctionner le générateur (8) qui fournit de l'électricité.

Figure 6-26: SCHÉMA D'UNE INSTALLATION «FERMÉE» D'ÉNERGIE THERMIQUE DES OCÉANS



Source: Knight et al., 1977, p. 3.

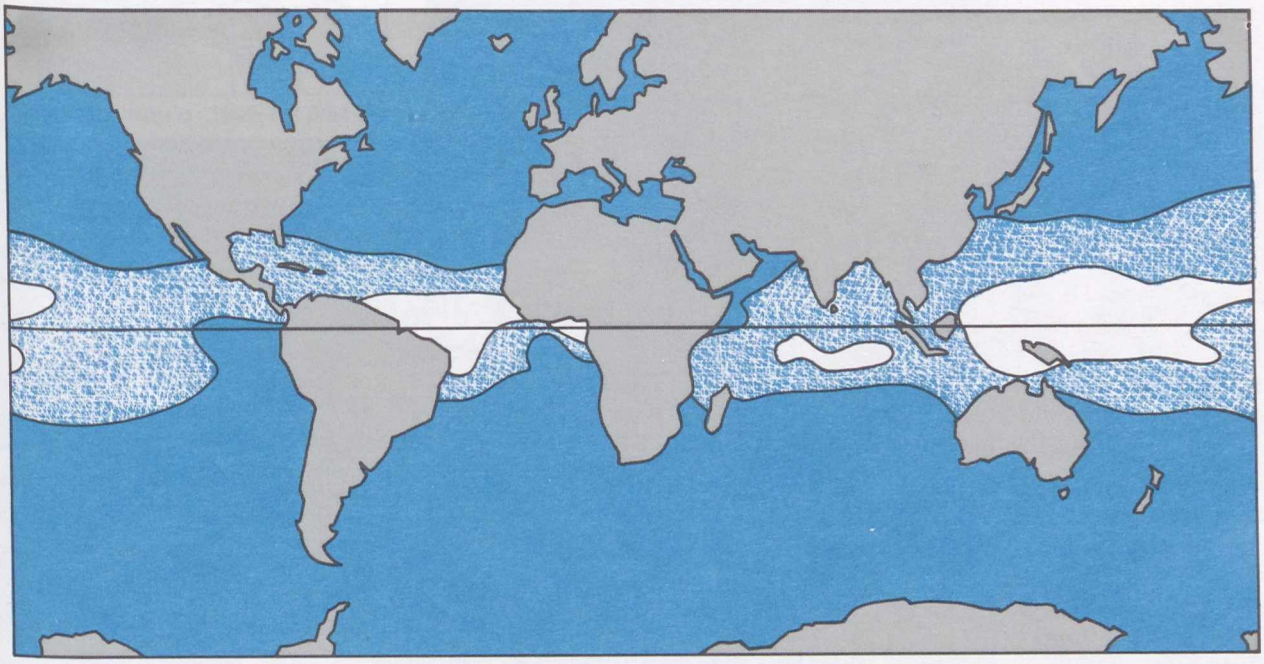
rayonnement solaire qui arrive à la surface de notre planète et l'emmagasinent sous forme de chaleur. Les eaux de surface s'échauffent en premier lieu mais, comme l'eau chaude est moins dense ou plus légère que l'eau froide, elle tend à demeurer en surface. Ce phénomène réduit le rythme de mélange des eaux de l'océan et aboutit à une stratification thermique des grands plans d'eau salée de la Terre. En profondeur, l'eau de mer est universellement froide mais l'eau de surface, surtout dans les zones tropicales, est relativement chaude.

C'est cette différence de température entre l'eau de surface et les eaux profondes qu'exploitent les systèmes de conversion de l'énergie thermique des océans (CETO). A partir d'une différence de température de 18° C, une centrale CETO convertit l'énergie thermique emmagasinée dans l'eau en énergie mécanique puis en énergie électrique.

L'exploitation des gradients de température de la mer pour la production d'énergie intéresse certains pays tropicaux pour diverses raisons. Premièrement les gradients de température des océans offrent des réserves inépuisables d'énergie et, deuxièmement, les installations CETO n'exigent aucun combustible. Mais il y a d'autres avantages: la production d'énergie d'une installation CETO ne varierait que peu sous l'effet des différences saisonnières de la température de l'eau et l'énergie thermique elle-même est exploitable en permanence. Aucune technologie vraiment nouvelle n'est nécessaire pour les centrales CETO mais il faudra perfectionner et optimiser la technologie existante avant de pouvoir construire des installations commerciales.

Les centrales CETO pourraient produire de l'électricité directement ou, si l'on préfère, produire toute une gamme d'éléments et composés dont la production consomme beaucoup d'énergie, notamment l'hydrogène, le méthanol, l'ammoniac, l'aluminium, le chlore et le magnésium. La circulation de grandes quantités d'eau profonde froide et riche en éléments nutritifs pourrait favoriser la production biologique à proximité de la centrale et, enfin, l'électricité produite par ces centrales pourrait réduire les risques d'éventuelles polarisations entre les nations à propos des ressources énergétiques.

Figure 6-27: ZONES[a] OCÉANIQUES SE PRÊTANT À L'EXTRACTION D'ÉNERGIE À PARTIR DES GRADIENTS THERMIQUES



Différence de température exploitable entre la surface et une profondeur de 1000m.

Différence de température exploitable entre la surface et une profondeur de 500m.

[a] Ces zones sont des régions où la différence de température entre l'eau de surface et l'eau des profondeurs (500 ou 1,000 m) est toujours supérieure à 18° C.

Source: D'après Brin, 1979, p. 85.

D'autre part, on ne peut ignorer certains problèmes que pose la mise au point d'un système CETO. Les installations seront grandes et exigeront des investissements considérables. Il se peut également qu'elles aient des effets négatifs sur l'environnement bien que cela n'ait pas encore été déterminé et que beaucoup d'études s'imposent dans ce domaine. Par ailleurs, les sites propices à ce genre d'installation sont souvent éloignés des centres de consommation d'énergie, ce qui pourrait amener des difficultés et des pertes du point de vue de la transmission de l'énergie à partir du site de production.

Le principal problème que pose l'utilisation d'une centrale CETO à système fermé est la nécessité de transmettre au fluide caloporteur la chaleur de l'eau de mer. Compte tenu de l'écart de température relativement faible exploité, on a besoin de surfaces d'échange importantes et de volumes d'eau considérables pour extraire des quantités de chaleur utilisables. Le coût des échangeurs thermiques fait augmenter considérablement les investissements exigés pour une installation CETO (il peut représenter jusqu'à la moitié du montant global) et les échangeurs eux-mêmes sont sujets à des problèmes continus de corrosion et de salissure biologique sur leur côté eau de mer.

De graves questions juridiques doivent aussi être envisagées et résolues à l'échelle internationale à propos de droits de propriété des ressources océaniques et ce, avant d'entamer l'exploitation commerciale des systèmes CETO.

En raison du potentiel énorme que représente l'exploitation de l'énergie thermique des océans, un certain nombre de pays se sont intéressés à sa mise au point. Des projets ont été envisagés au large des côtes du Curaçao, de la Côte d'Ivoire, de la Floride, du Brésil, du Zaïre, de Tahiti et de la Martinique, et la France, le Japon et les États-Unis sont au premier rang des pays qui poursuivent activement des programmes de recherche et de développement dans ce domaine. Un consortium de sociétés industrielles européennes appelé EUROCEAN s'intéresse à ces projets et un autre consortium industriel poursuit une mini-expérience CETO en coopération avec l'état de Hawaï. Pendant l'exercice de 1979, le gouvernement des États-Unis a accordé un financement de $38 millions au programme de développement CETO.

Comme il a déjà été indiqué, on ne peut vraiment envisager d'installations CETO que dans les régions où il existe une différence d'au moins 18° C entre la température de l'eau en surface et celle de l'eau profonde. Cette condition limite essentiellement l'exploitation de cette ressource aux zones tropicales car il faut au moins des différences de température de cet ordre pour pouvoir construire des installations rentables (Figure 6-27). Le rendement thermodynamique n'est pas important en termes de coût de l'énergie puisque l'eau chaude qui fait fonctionner la centrale est disponible gratuitement. Ce rendement est toutefois important quand on veut calculer le coût en capital et les dimensions d'une centrale devant produire une quantité d'énergie donnée. Quand le rendement est faible (une centrale CETO type peut avoir un rendement pratique de 4% au moins), il faut faire circuler de très grandes quantités d'eau froide et d'eau chaude pour produire de l'énergie. Plus le rendement est faible, plus les dimensions de la centrale doivent être grandes et les capitaux investis, importants.

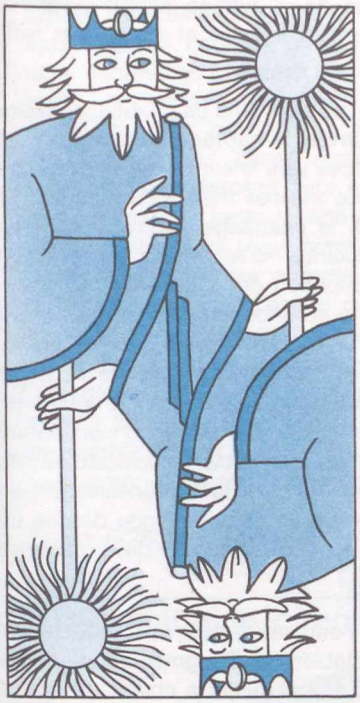
CONCLUSION

Comme l'échelle et le coût d'une centrale CETO dépendent des gradients de température que l'on trouve en un site donné, les centrales CETO ne seront jamais une proposition économique dans les eaux canadiennes.

RECOMMANDATION

Le Comité estime que, pour le moment, le Canada ne devrait pas financer de projet de recherche et de développement dans le domaine de l'énergie thermique des océans (CETO).

Energie solaire



1. NATURE DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Le rayonnement solaire que l'homme cherche à exploiter prend origine à 93 millions de milles de notre globe, dans une sphère de gaz incandescents—le Soleil—dont la température effective de surface est de 6,000 degrés Kelvin (plus de 10,000° F) alors que celle du centre est estimée à 15 millions de degrés Kelvin (27 millions de degrés Fahrenheit).

En fait, le Soleil est un réacteur thermonucléaire en fonctionnement perpétuel qui convertit la masse en énergie au rythme de quelque 4.5 millions de tonnes par seconde. Les savants ont déduit que la principale réaction thermonucléaire se produisant dans le Soleil combine deux noyaux d'hydrogène (protons) pour produire de l'hélium. La différence massique qui accompagne cette réaction apparaît sous forme d'énergie. Pratiquement toute cette énergie est produite au centre du Soleil puis se propage vers la périphérie et dans l'espace.

L'énergie radiante est émise du Soleil au rythme prodigieux de quelque 4×10^{23} kilowatts (près de 1.5×10^{27} BTU à l'heure.) La Terre, bien sûr, n'intercepte qu'une fraction infime de ce rayonnement. Selon les données reçues par les engins spatiaux, aux confins de l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire traversant une surface perpendiculaire d'un mètre carré en l'espace d'une seconde est de 1,353 watts (ou 428 BTU/heure/pied carré), valeur connue sous le nom de *constante solaire*.

Toute cette radiation n'atteint pas la surface de la Terre. Une fraction de 30% environ est réfléchie directement par l'atmosphère vers l'espace alors qu'une fraction estimée à 47% est absorbée sous forme de chaleur par l'atmosphère, les plans d'eau et la surface du sol et est intégré au budget thermique à température réduite de notre planète. La quasi-totalité du reste de l'énergie solaire détermine le cycle hydrologique: l'évaporation, la

précipitation et la circulation de l'eau. Généralement parlant, une fraction variant entre la moitié et les deux tiers de l'énergie de rayonnement incidente au bord extérieur de l'atmosphère atteint la surface de la Terre sous forme de rayonnement direct ou diffus. Dans les régions tempérées de la Terre, le rayonnement solaire de midi, par un ciel dégagé et sur un espace perpendiculaire aux rayons du Soleil, produit typiquement 260 BTU/heure/pied carré. Par comparaison, un baril de pétrole brut contient six millions de BTU environ, soit l'équivalent de 23,000 heures de rayonnement solaire sur un pied carré.

Exprimée en ces termes, l'énergie solaire disponible n'est pas si impressionnante et pourtant, le montant total d'énergie en cause est énorme. A titre d'exemple, la quantité de rayonnement solaire reçue en une année par 4,300 milles carrés de terre (0.15% seulement de la superficie des terres des États-Unis) est presque égale à la consommation énergétique totale de ce pays en 1970.

Le rayonnement solaire est diffus et intermittent sur des bases à la fois saisonnière et journalière. L'exploitation à grande échelle de cette ressource exige donc de grandes surfaces de captage et des systèmes d'appoint ou des systèmes d'emmagasinage coûteux. Néanmoins, malgré ces inconvénients, l'énergie solaire a de nombreuses propriétés qui en font une source énergétique future prometteuse. Comme nous l'avons souligné, la quantité totale d'énergie disponible est immense. D'autre part, l'énergie solaire est inépuisable, gratuite, relativement non polluante et se trouve partout.

Dans ses tentatives d'exploiter cette source pour satisfaire ses besoins d'énergie, l'homme a élaboré ou est en voie d'élaborer une grande variété de technologies. Pour en faciliter l'étude, on a divisé en trois catégories les domaines d'application: le chauffage des locaux et de l'eau, la thermoélectricité et la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique (piles photovoltaïques).

2. LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DE L'EAU

A. CHAUFFAGE PASSIF

On ne fait que commencer, dans ce pays, à se rendre compte des avantages du chauffage solaire passif alors qu'il offre un vaste potentiel de réduction de la consommation d'énergies classiques dans les domiciles et édifices canadiens.

Un chauffage solaire des locaux utilise les éléments structuraux et architecturaux (murs, parquets, fenêtres) du bâtiment à chauffer pour capter, stocker et distribuer une partie de l'énergie thermique nécessaire aux besoins de chauffage de ce bâtiment. Dans un chauffage solaire passif proprement dit il n'existe ni ventilateurs, ni pompe ni d'autres dispositifs mécaniques pour distribuer l'énergie thermique qui circule d'elle-même (conduction, convection et rayonnement). On distingue trois principaux types de chauffage solaire passif: à captage direct, à captage indirect et à captage isolé (Figure 6-28).

Outre l'existence des éléments du chauffage solaire passif destinés à maximiser le captage du rayonnement solaire (fenêtres orientées vers le sud) et le stockage de la chaleur (additions de masses thermiques) comme le montre la figure 6-28, le chauffage solaire passif permet—troisième particularité—d'assurer la conservation de la chaleur ou la réduction de la déperdition thermique. Afin d'optimiser la contribution du captage solaire passif au chauffage d'un édifice, celui-ci doit être conçu pour faire la meilleure utilisation possible de l'énergie qu'il consomme. Le captage solaire passif et une construction efficace du point de vue de la consommation d'énergie sont en fait deux aspects indissociables. On trouvera dans la partie traitant de la conservation en tant que source d'énergie un compte rendu détaillé du potentiel de ces deux concepts ainsi que des problèmes qu'ils soulèvent.

L'information et l'éducation du public constituent des conditions préalables à l'augmentation de la demande de maisons et bâtiments à chauffage solaire passif bien conçus du point de vue de la conservation de l'énergie. Nombreux sont ceux qui ignorent que les techniques de chauffage solaire passif et de conservation de l'énergie sont déjà, dans certains cas, rentables aux prix actuels de l'énergie et que les avantages économiques de cette conception mixte ne peuvent que s'accentuer à mesure que le prix du pétrole continue d'augmenter. Le programme d'information publique sur la conservation de l'énergie lancé par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a eu beaucoup de succès et a servi de modèle à des programmes analogues dans d'autre pays. Ces efforts doivent être maintenus grâce à des publications nouvelles faisant état des progrès réalisés dans ce domaine.

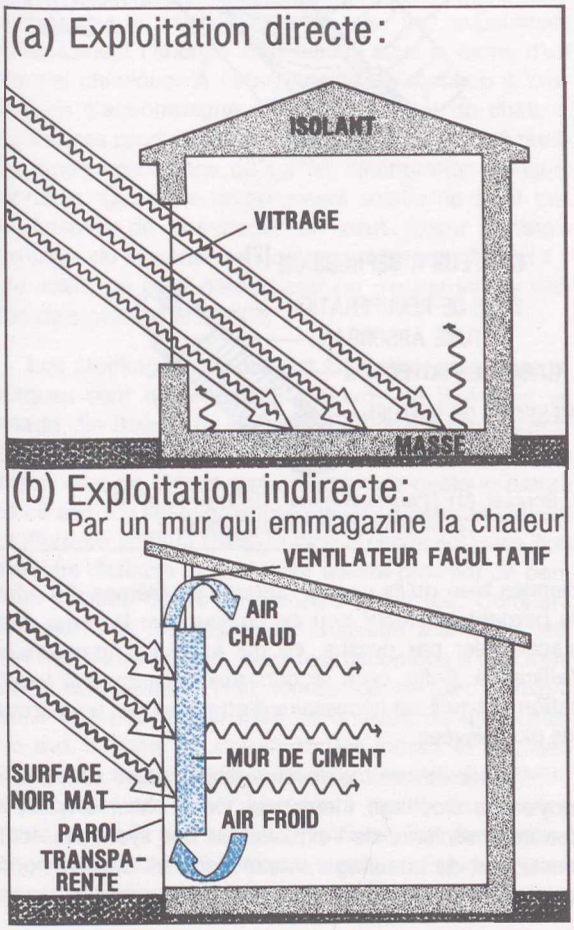
CONCLUSION

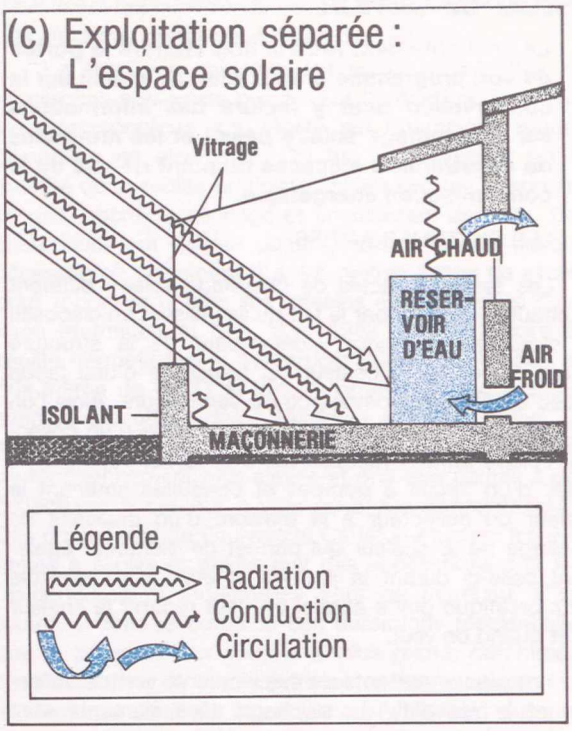
Le chauffage solaire passif, ajouté à une conception et à une construction efficaces du point de vue de la consommation énergétique, pourrait faire beaucoup pour réduire la demande d'énergie au chapitre du chauffage des locaux au Canada. Les informations sur le chauffage solaire passif vont tout naturellement de pair avec le message de conservation que le gouvernement communique au public.

Chauffage solaire passif

Le captage direct constitue la forme la plus communément utilisée aujourd'hui. Il emploie les rayons solaires qui pénètrent dans un bâtiment par les fenêtres et une architecture adéquate peut maximiser ce captage direct de la chaleur. Ce sont les fenêtres orientées vers le sud qui laissent passer le plus de rayonnement solaire (dans l'hémisphère nord), ce qui fait que les bâtiments à chauffage solaire passif comportent de larges baies vitrées orientées vers le sud. Un toit en porte-à-faux sur cette façade laissera passer les rayons solaires en hiver lorsque le soleil est bas dans le ciel mais les arrêtera en été lorsque le soleil est haut. Étant donné que le rayonnement solaire est à la fois capté et stocké dans l'espace habitable, l'intérieur des bâtiments doit comporter une masse thermique (capacité de stockage thermique) adéquate afin de minimiser les variations de température. La chaleur absorbée durant le jour rayonnera la nuit et chauffera le bâtiment. La masse thermique requise peut être constituée par des planchers ou des murs en béton, des murs en maçonnerie, un pavage d'ardoise, des cheminées en pierre ou des murs intérieurs à double revêtement. Chacun de ces éléments de construction agira comme unité de stockage de la chaleur solaire. L'intérêt de tous ces éléments, c'est qu'ils font partie intégrante du bâtiment lui-même.

Figure 6-28: CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF DES LOCAUX





Source: D'après Anderson et Riordan, 1976, p. 14, 121, 234.

Dans le captage indirect, un matériau servant à absorber la chaleur solaire est placé directement derrière les fenêtres, sur le passage des rayons du soleil. Ce genre de mur de stockage thermique peut être en béton, en pierre, en briques ou comporter des récipients d'eau. Des ouvertures situées au sommet et au bas du mur permettent la circulation par convection de l'air chaud dans les locaux. Le mur absorbe la chaleur durant le jour et la rayonne durant la nuit.

La troisième méthode de chauffage solaire passif des locaux est celle du captage isolé. Dans ce cas, la maison comporte une structure qui capte l'énergie solaire et la chaleur ainsi captée circule dans l'espace habitable par convection. L'exemple le plus connu est la serre solaire où des tonneaux d'eau servent souvent de moyen de stockage de la chaleur. Cette méthode de chauffage solaire passif est la plus appropriée dans les cas de réfection de bâtiments.

RECOMMANDATION

Le gouvernement fédéral doit étendre la portée de son programme d'éducation du public sur la conservation pour y inclure des informations sur le chauffage solaire passif et les méthodes de construction efficaces du point de vue de la consommation énergétique.

B. LES SYSTÈMES ACTIFS

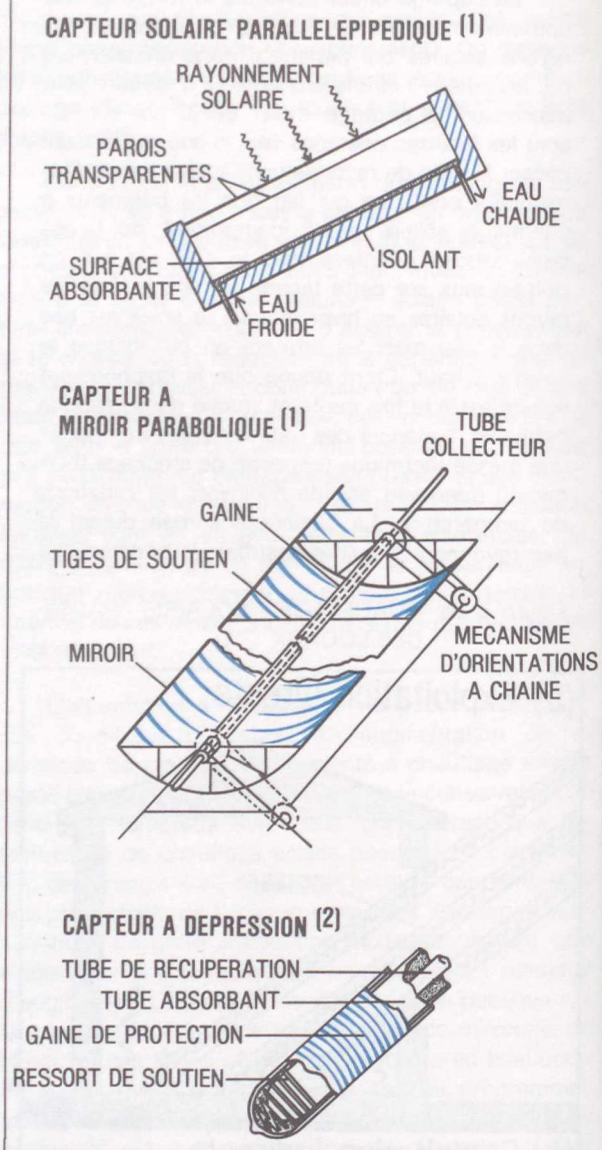
Les systèmes actifs de chauffage solaire diffèrent du chauffage passif par le fait qu'ils utilisent un dispositif de stockage thermique indépendant de la structure même. En outre, la chaleur est transmise d'une façon forcée à l'aide de pompes ou de ventilateurs. Ainsi l'on peut dire qu'un système actif est composé d'un collecteur solaire dont la fonction est d'absorber l'énergie du soleil; d'un circuit à pompes et conduites amenant la chaleur du collecteur à la maison; d'un dispositif de stockage de la chaleur qui permet de distribuer également celle-ci durant la journée et enfin d'un contrôle thermostatique grâce auquel on peut répartir la chaleur où et quand on veut.

Les plus importants de ces éléments sont le collecteur et le réservoir de stockage. Ces éléments sont décrits ci-dessous.

Un collecteur solaire est en fait une plaque de couleur noire qui s'échauffe lorsqu'on l'expose au rayonnement solaire. On extrait la chaleur de cette plaque en faisant circuler un fluide caloporteur dans un réseau de tubes en contact avec la plaque. Pour éviter les transferts de chaleur à l'air, la plaque est isolée de l'air. Tout d'abord, on place la plaque dans une boîte bien isolée afin d'éviter les déperditions de chaleur puis on la recouvre d'un ou deux revêtements transparents qui arrêteront les déperditions dues à la convection naturelle. Le couvercle de verre ou de plastique laisse passer le rayonnement solaire visible tout en empêchant le rayonnement de grande longueur d'onde (chaleur) de s'échapper. On crée ainsi un effet de serre. C'est le principe général de fonctionnement d'un collecteur solaire. Pour en abaisser le coût et en augmenter le rendement, on a mis au point de nombreuses variantes: collecteurs à capteur sous vide, concentrateurs, collecteurs en plastique, etc. On a fabriqué des plaques absorbantes en aluminium, en cuivre, en acier et en plastique et on a essayé des revêtements transparents en verre spécial. La figure 6-29 montre trois de ces variantes.

Le coût des collecteurs à capteur sous vide est pour l'instant supérieur à celui des collecteurs à capteur plan plus répandus mais l'excellente isolation qu'offre le vide préserve leur efficacité par temps froid et compense ainsi partiellement leur coût plus élevé. Ces collecteurs semble bien adaptés aux conditions climatiques canadiennes bien qu'ils posent certains problèmes. En effet, ils perdent tellement peu de chaleur que la neige peut s'accumuler par dessus, ce qui en réduit grandement l'efficacité. Enfin, on a recours aux collecteurs à focalisation lorsqu'il est nécessaire d'atteindre des températures plus élevées.

Figure 6-29: TROIS PRINCIPAUX TYPES DE COLLECTEURS SOLAIRES



Source: (1) D'après Williams, 1977, p. 10 et 16.
(2) Solartech Ltd., sans date, p. 2.

L'autre élément d'un chauffage solaire actif est le moyen de stockage thermique. On a observé que l'un des inconvénients de l'exploitation des systèmes actifs classiques de chauffage solaire dans les climats nordiques ou dans les régions au ciel fréquemment nuageux

est le risque de ne pas disposer d'un rayonnement solaire suffisant pour permettre d'obtenir la chaleur nécessaire. Ainsi, là où l'insolation journalière en hiver peut ne pas suffire aux besoins de chauffage ou lorsque la pluie et le brouillard peuvent persister longtemps, un mode de stockage devient nécessaire.

Les modes classiques de stockage qui utilisent des récipients isolés contenant de l'eau, des pierres ou d'autres matériaux sont très volumineux et cèdent graduellement leur chaleur au milieu environnant. Afin d'éviter les déperditions de chaleur normalement inhérentes aux petits réservoirs, on a suggéré d'entreposer en sous-sol d'énormes quantités d'eau chauffée dans une nappe aquifère confinée sous une épaisse couche naturelle d'argile imperméable. L'idée est en fait d'injecter des millions de gallons d'eau chauffée durant l'été dans la nappe aquifère par l'intermédiaire d'un puits. L'hiver arrivé, on pompe l'eau chaude afin de chauffer tout un ensemble résidentiel. Un tel système a été expérimenté avec succès aux E.-U. et en Europe où l'on a pu arriver à une récupération calorifique de l'ordre de 75 %.

Le stockage chimique de la chaleur grâce à des minéraux ou sels hygroscopiques peut aussi résoudre les problèmes que posent les petits systèmes de stockage à eau ou roche. A l'état sec, ces substances emmagasinent l'énergie indéfiniment sous la forme d'un potentiel chimique. A l'état humide, la réaction à l'hydratation s'accompagne d'un dégagement de chaleur. De plus, ces produits hygroscopiques peuvent être réutilisés indéfiniment sans qu'il y ait détérioration de leurs propriétés. Quand le rayonnement solaire ne suffit pas aux besoins de chauffage, on peut libérer l'énergie thermique du système de stockage chimique. Quand il y a du soleil, on peut déshydrater ou «recharger» le système de stockage chimique.

Les stockages qui utilisent les substances hygroscopiques sont actuellement à l'étude en Suède et au Canada. En Suède, un système expérimental en exploitation depuis novembre 1979 assure le chauffage d'une maison de cinq pièces sans appoint de quelque nature que ce soit. Le sel hygroscopique utilisé dans ce cas est le sulfure de sodium (NaS_2) placé au sous-sol dans huit réservoirs distincts et la chaleur solaire provient de panneaux solaires de 40 m^2 installés sur le toit. Comparé aux matériaux classiques de stockage thermique tels que l'eau ou les pierres, le sel hygroscopique a une forte densité énergétique. Huit tonnes de sel sec peuvent stocker et céder 8,000 kWh de chaleur, de quoi satisfaire aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau d'une petite maison bien isolée avec même la possibilité de stocker pour l'hiver jusqu'à la moitié de l'énergie captée au cours de l'année. Une innovation particulièrement intéressante du système suédois «Tepidus» consiste en une simple thermopompe à échange thermique dans le sol qui minimise le besoin d'une source énergétique classique dans le chauffage domestique.

Le stockage chimique fait au Canada l'objet de recherches analogues portant sur l'utilisation de la zéolite hygroscopique. La zéolite est un minéral naturel disponible en gisements. On trouve également sur le marché de la zéolite artificielle utilisée comme absorbant de gaz, agent de séchage et adoucissant de l'eau. Des chercheurs ont estimé qu'une maison solaire typique nécessiterait seulement 1 à 4.6 mètres cubes de zéolite pour répondre à tous ses besoins en matière de stockage thermique et que, d'ici 1982, des réservoirs de zéolite hermétiques et hydrofuges seront disponibles au prix infime de $0.37 le kilo. Contrairement au système suédois qui utilise des collecteurs à capteur plan, un système de stockage à la zéolite exige une température de fonctionnement plus élevée et doit être couplé à des collecteurs à capteur à vide ou à des concentrateurs. Des chercheurs de l'université Carleton étudient les systèmes à zéolite et envisagent des applications à la fois résidentielles et industrielles pour ce matériau. C'est toutefois dans le domaine des utilisations résidentielles que le potentiel leur semble le plus grand, notamment par l'utilisation de thermopompes en combinaison avec le stockage basé sur la zéolite ou l'utilisation du stockage de la chaleur obtenue par chauffage électrique en dehors des périodes de pointe ou provenant de sources industrielles.

CONCLUSION

Le Comité estime que le stockage d'énergie thermique à grande échelle et le stockage chimique de la chaleur doivent occuper une place prioritaire dans les activités de recherche et de développement en matière d'énergie solaire dans ce pays, étant donné que ces approches semblent fournir le moyen d'aplanir l'une des difficultés principales qui entravent l'expansion du chauffage solaire actif au Canada c'est-à-dire le déséquilibre entre la disponibilité et le besoin d'énergie solaire.

RECOMMANDATION

Les recherches doivent être axées sur la réduction du coût du stockage d'énergie thermique et sur l'identification de la fiabilité et de la durabilité des éléments de stockage thermique dans les systèmes solaires actifs.

RECOMMANDATION

Il faut augmenter de façon substantielle le financement accordé à la recherche et au développement dans les domaines du stockage à grande échelle et chimique de la chaleur et

prendre les mesures nécessaires pour faciliter la commercialisation des méthodes mises au point.

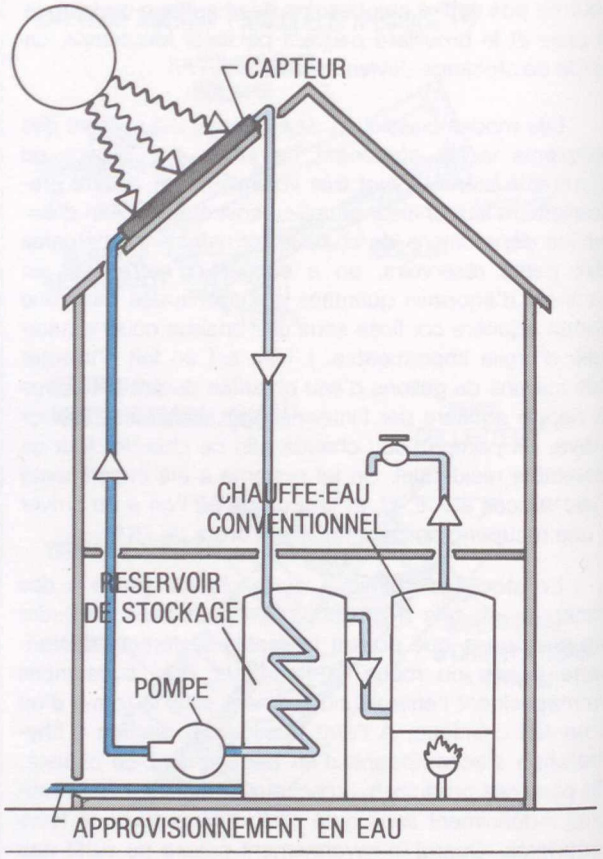
Une fois mise à point, cette technologie aura de nombreux atouts sur le marché de l'exportation. Les fabricants canadiens d'équipement solaire ont déjà indiqué que les clients d'outre-mer considèrent le climat canadien, qui subit de grandes fluctuations de températures, comme un terrain d'essai optimal de la fiabilité des systèmes solaires. Si nos fabricants peuvent élaborer un système capable de pourvoir entièrement aux besoins de chauffage d'une maison canadienne, ils seront certainement en mesure de briguer des contrats d'exportation. De plus, ces moyens de stockage ne doivent pas être limités à des applications solaires. De nombreuses autres sources d'énergie renouvelables sont également de nature intermittente et un bon stockage de l'énergie qu'elles fournissent les rendront mieux à même de contribuer à nos réserves d'énergie. Si le stockage dans la zéolite permet d'emmagasiner économiquement de l'électricité en dehors des heures de pointe et contribue à récupérer les déperditions de chaleur, la mise au point d'une telle méthode ne peut qu'être très profitable.

Contrairement au chauffage des locaux qui utilisent le stockage chimique de la chaleur, le chauffage de l'eau domestique par le soleil utilise le réservoir d'eau chaude (ou un réservoir auxiliaire d'eau préchauffée) pour le stockage. Le chauffage de l'eau domestique (et le chauffage des piscines) est une des technologies solaires qui est déjà compétitive dans certaines régions du Canada et plus particulièrement dans les Maritimes où les coûts de l'électricité sont les plus élevés. On trouvera à la figure 6-30 une illustration d'un système de chauffage solaire de l'eau domestique.

Les questions économiques constituent une des principales entraves à l'expansion du chauffage solaire actif des locaux. Le coût relativement réduit des combustibles classiques et les coûts d'immobilisations élevés des systèmes solaires freinent le développement d'un marché solaire au Canada. De plus, la nécessité d'élaborer des normes de construction qui encouragent l'utilisation du système solaire passif est doublée d'une nécessité d'imposer des normes de durabilité et de fiabilité pour les systèmes actifs. Toutefois, il faudra faire attention à ne pas compromettre les améliorations de ces systèmes en promulguant, pour donner confiance au consommateur, des normes trop rigoureuses. Le Conseil national de recherches se penche déjà sur l'établissement de normes en collaboration avec l'industrie de l'équipement solaire, et le Comité souhaite l'aboutissement le plus rapide possible de ces efforts.

Selon un certain nombre de témoins, le marché solaire au Canada ne se développera que si les consommateurs bénéficient de stimulants financiers qui aplanissent les difficultés économiques déjà signalées. Jusqu'ici, les stimulants étaient axés sur la création d'une industrie de l'équipement solaire afin de garantir la disponibilité d'un équipement fiable et éprouvé au fur et à mesure du développement du marché. Les plus connus de ces programmes sont le PAFMS et le AUES (PASEM, PUSH).

Figure 6-30: SYSTÈME DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU DOMESTIQUE



Le PAFMS (Programme d'aide aux fabricants de matériel solaire) fut établi pour hâter la mise sur pied d'une industrie solaire canadienne fiable par l'intermédiaire d'une série d'ententes relatives au partage des coûts. A la suite d'un concours national entre les fabricants de matériel solaire, dix compagnies furent choisies pour bénéficier d'une contribution financière fédérale afin de produire des systèmes et éléments de chauffage solaire et d'en déterminer les perspectives de production et de commercialisation. L'investissement total dans ce domaine s'est élevé à $3.9 millions, $3.6 millions représentent la contribution du gouvernement fédéral.

L'autre volet de la stimulation de la croissance de l'industrie solaire est le développement du marché et le

gouvernement fédéral a créé le Programme AUES (Programme d'achat et d'utilisation d'équipement solaire). Dans le cadre de ce programme, le gouvernement fédéral lui-même sera le client principal de l'équipement de chauffage solaire et, d'ici 1984, en achètera pour une valeur de $125 millions. Ce programme a connu certaines difficultés dues à la lenteur administrative du gouvernement fédéral, difficultés qui ont retardé la rédaction de bons de commandes.

Malgré certains retards, des projets de plus de 10 millions ont été proposés, conçus ou mis à exécution en 1980 et davantages ont été approuvés pour 1981. Les installations s'observent dans toutes les provinces, dans des établissements tels que les bureaux de poste, les bureaux administratifs fédéraux, les centres de conférences, les écoles, les bâtiments aéroportuaires, les pénitenciers et les centres de loisirs. Également dans le cadre de l'AUES, le ministère des Travaux publics, qui administre le PAFMS et l'AUES, a choisi neuf édifices qui seront équipés de systèmes solaires par des entreprises qui s'étaient vu adjuger des contrats dans le cadre du PAFMS. Les fonds AUES approuvés peuvent atteindre $100,000 par projet.

D'autre part, afin de faire la preuve de la valeur de l'énergie solaire, on a approuvé l'installation de chauffe-eau solaires dans 75 édifices fédéraux. Tous ces systèmes doivent constituer des unités homogènes prêtes à être installées, ce qui est plus attrayant pour le grand public que les systèmes faits sur mesure (considérés comme «expérimentaux» plutôt qu'«opérationnels»). On espère que de telles expériences pilotes déboucheront sur la mise sur le marché d'unités convenables et acceptables pour une utilisation domestique répandue.

Ces programmes semblent avoir les répercussions souhaitées mais on critique néanmoins le fait que le gouvernement fédéral demeure pratiquement l'unique client. A défaut d'un marché dans le secteur privé, les compagnies mises sur pied dans le cadre de cette initiative courent le risque de faire faillite lorsque le programme prendra fin en 1984. Il est évident que l'introduction de mesures de stimulation visant le consommateur donnerait une impulsion à la mise en place d'un marché privé mais, sous ce chapitre, une certaine prudence s'impose. Aux États-Unis par exemple, des encouragements prématurés ont conduit les consommateurs à acheter du matériel mal conçu ou insuffisamment éprouvé. L'expérience qu'a eue le consommateur avec du matériel lancé trop hâtivement pour profiter d'une demande croissante n'a pas eu un effet trop bénéfique sur la réputation de l'industrie solaire.

RECOMMANDATION

On ne devrait chercher à stimuler l'achat de systèmes actifs par le grand public qu'après que des normes aient été établies et des garanties offertes.

On a également critiqué le PAFMS et l'AUES pour avoir amené le plus souvent la réalisation d'installations de grande envergure. Ceci, bien sûr, résulte de la nature des installations placées sous juridiction fédérale. Il ne semble quand même pas prudent de s'attendre à ce que l'industrie solaire n'entame son développement qu'avec des systèmes commerciaux complexes et de grande capacité, le fait qu'ils ne fonctionnent pas tel que prévu peut être considéré comme quasiment normal à ce stade de développement de l'industrie. Les personnes qui connaissent le mécanisme du développement industriel le comprendront facilement, mais la perception par le public de ces difficultés risque d'entraver la promotion des systèmes solaires domestiques. Il est donc indispensable que toute stratégie énergétique comporte un programme de familiarisation du public avec les caractéristiques du chauffage solaire domestique. Le Conseil national de recherches a déjà mis sur pied un tel programme afin de mettre à l'essai divers systèmes de chauffage. Les résultats des essais méritent cependant de faire l'objet de plus de publicité que par le passé. Des nouvelles démonstrations devraient accompagner l'évolution de ces concepts et leurs résultats faire l'objet d'une large diffusion. Le Programme énergétique national de 1980 a annoncé qu'une telle démonstration aurait lieu pour le chauffage solaire de l'eau domestique; 1,000 unités doivent être installées dans des maisons un peu partout au Canada. Il faudra bien sûr garantir la disponibilité de l'équipement et de techniciens compétents.

RECOMMANDATION

Le Comité accueille favorablement l'annonce récente d'un programme de démonstration à grande échelle des chauffe-eau solaires domestiques et recommande de lancer un programme analogue pour l'essai des systèmes actifs de chauffage solaire, notamment le stockage dans la zéolite ou dans le sulfure de sodium.

L'expérience acquise dans le programme de démonstration du chauffage solaire de l'eau sera certainement utile lors de la mise en application de cette recommandation.

3. SYSTÈMES DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE HÉLIOTHERMIQUE EN ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

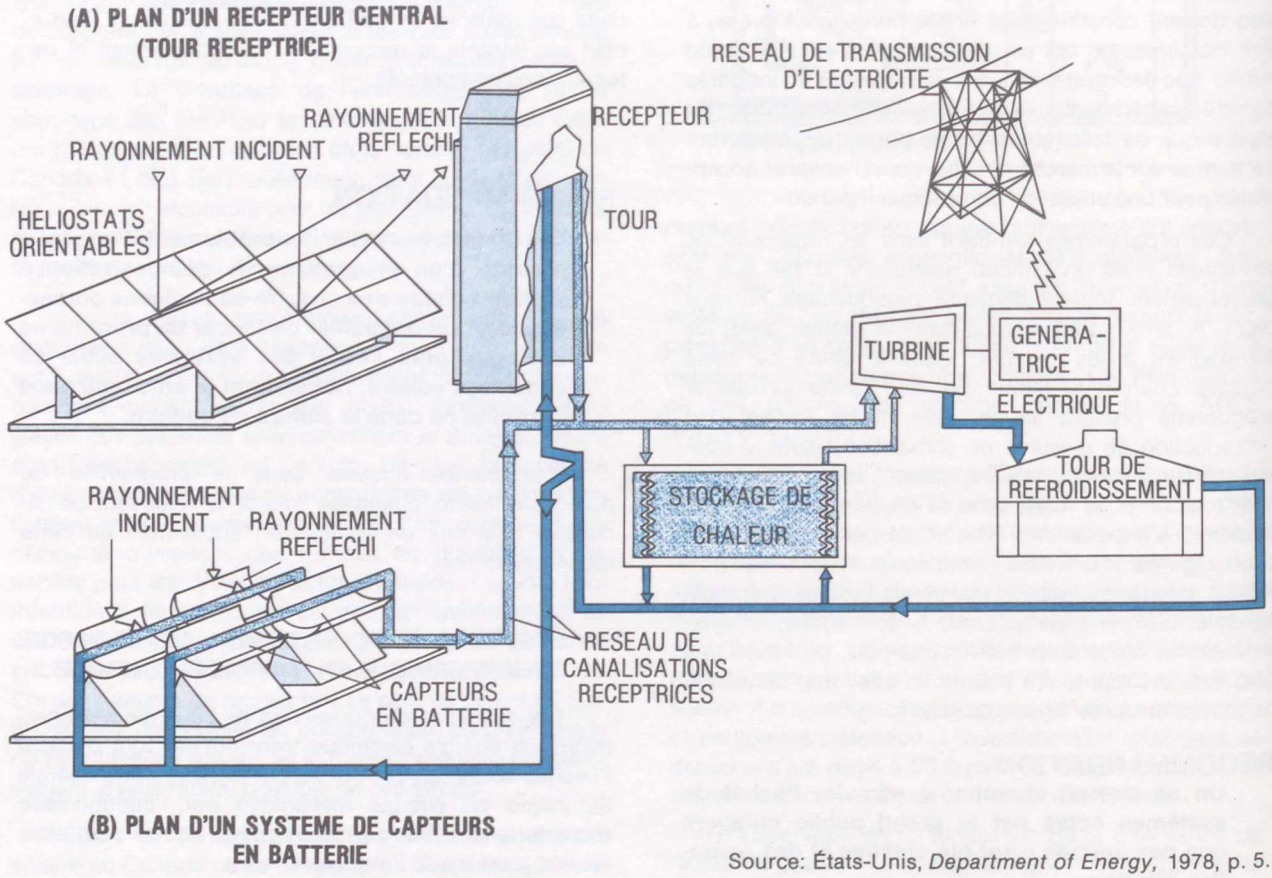
Les systèmes de conversion de l'énergie héliothermique en énergie électrique transforment tout d'abord l'énergie solaire en chaleur et, par la suite, cette énergie thermique en énergie mécanique par l'intermédiaire d'une turbine. L'énergie fournie par la turbine peut alors servir à produire de l'électricité.

Il existe actuellement deux techniques de captage, de focalisation et de conversion de l'énergie solaire. Ce sont les systèmes à récepteur central et à collecteurs multiples. Le système à récepteur central nécessite un vaste terrain couvert de miroirs orientables (héliostats) qui interceptent et réorientent le rayonnement solaire vers un grand récepteur unique installé au sommet d'une tour. Cette dernière porte parfois le nom de «tour d'énergie». Le rayonnement solaire ainsi réorienté chauffe alors le fluide caloporteur qui circule dans le récepteur. A cet égard, on étudie actuellement divers caloporteurs dont l'eau à haute pression, la vapeur surchauffée, les huiles minérales, les sels fondus et les métaux liquides. Le choix caloporteur dépend en partie de la température de fonctionnement du système. Aux États-Unis, par exemple, on s'efforce de mettre au point des récepteurs qui pourront fonctionner aux alentours de 925° C (1,700° F) d'ici le début des années 80 et de 1,110° C (2,000° F) d'ici 1985.

Le système à collecteurs multiples ne focalise pas le rayonnement solaire sur un récepteur central mais le convertit plutôt en chaleur dans le module de captage de chaque collecteur. Il s'agit d'un champ de miroirs cylindriques qui réorientent le rayonnement solaire vers le groupe récepteur/absorbeur au foyer du miroir. Dans ce concept, le fluide caloporteur circule à l'intérieur du capteur où il est chauffé, puis pompé, grâce à un réseau de tuyauterie, en direction d'une chaudière ou d'un échangeur thermique. Au-delà de ce point, les deux systèmes sont identiques (Figure 6-31).

Comme dans les techniques classiques de production de l'électricité, on utilise des tours de refroidissement ou des condenseurs pour éliminer et rejeter la chaleur perdue. Le système comporte également un dispositif de conversion de l'énergie héliothermique en énergie électrique qui utilise le rayonnement solaire superflu. On étudie divers matériaux de stockage, notamment les pierres, les huiles et les sels. Jusqu'à présent, on n'a effectué au Canada aucun travail de recherche et de développement relatif au système de conversion de l'énergie héliothermique en énergie électrique.

Figure 6-31: CONFIGURATIONS DU SYSTÈME DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE HÉLIOTHERMIQUE EN ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



Source: États-Unis, *Department of Energy*, 1978, p. 5.

CONCLUSION

Le Comité estime que le Canada ne devrait pas promouvoir d'efforts de recherche et développement dans le domaine de la conversion de l'énergie héliothermique en électricité puisqu'il semble moins prometteur que d'autres technologies solaires dans ce pays à court et long terme.

4. PILES PHOTOVOLTAÏQUES

Une pile solaire ou photovoltaïque produit directement de l'électricité lorsqu'elle est exposée aux rayons du soleil et pourtant, elle ne comporte aucune partie mobile, ne consomme aucun combustible, n'engendre aucune pollution pendant son fonctionnement et peut être réalisée à partir de l'un des éléments les plus abondants sur terre, le silicium.

La technique de fabrication des piles solaires a déjà fait ses preuves. Elle a été mise au point au début des années 60, dans le cadre du programme spatial américain qui avait besoin d'une source d'énergie électrique pouvant fonctionner de façon fiable pendant longtemps. S'il a fourni l'impulsion nécessaire à la mise au point d'une technique de fabrication des piles solaires, le programme spatial paradoxalement aussi a constitué le principal obstacle à la propagation des piles. Dans le cadre du programme spatial, les piles devaient en effet avant tout être efficaces. Par conséquent, les travaux de recherche ont essentiellement porté sur la production du plus grand nombre de watts possible par pile sans tenir compte des dépenses occasionnées. Le coût de fabrication élevé des piles solaires a depuis lors constitué le principal obstacle à la percée de cette technique sur les autres marchés.

Le coût élevé de fabrication résulte du besoin d'utiliser des cristaux de silicium d'une pureté extrême et d'une forme parfaite. La méthode classique de fabrication des piles photovoltaïques consiste à former un seul cristal de silicium virtuellement pur à partir d'une coulée, à le découper en fines lamelles à l'aide d'un diamant et à l'enduire d'impuretés dans un four à température élevée. Cette méthode consomme une très grande quantité d'énergie et s'avère de ce fait extrêmement onéreuse. On effectue par conséquent des recherches destinées à réduire le coût de fabrication des piles photovoltaïques.

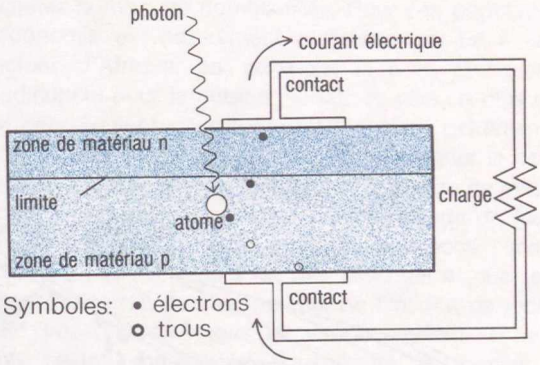
Au nombre des recherches actuellement en cours au Canada figure l'utilisation de films minces de qualités de silicium bon marché (comme le silicium amorphe) qui se forment à faibles températures. Ces piles sont d'une efficacité de moitié inférieure à celle des piles à cristaux purs de silicium, mais elles ont également l'avantage de coûter bien moins cher. Il peut s'avérer meilleur marché

Conception et fonctionnement d'une pile photovoltaïque

Lorsque la lumière solaire atteint un cristal de silicium, elle libère un électron et lui fait abandonner la position fixe qu'il occupe au sein de la structure cristalline. Les électrons chargés négativement qui sont alors libres de se déplacer engendrent un courant. Mais, dans des circonstances normales, l'électron reprend rapidement le «trou» chargé positivement qu'il a quitté.

Pour tirer avantageusement profit d'une pile solaire, il convient de mettre au point une barrière électrique qui empêche les électrons libérés de retomber simplement dans le «trou» le plus proche. La barrière sépare les électrons des trous (chargés négativement et positivement) et les oriente dans diverses directions. Cette barrière est créée en ajoutant d'infimes quantités d'impuretés au silicium qui devient alors un semi-conducteur. Si l'on ajoute du phosphore, par exemple, il en résulte un surplus d'électrons et l'on dispose alors d'un semi-conducteur de «type n». Il y a donc davantage d'électrons que de trous, de sorte que certains électrons demeurent en liberté. Mais, pour disposer d'un courant électrique, il convient également d'avoir une charge positive. C'est ce que l'on obtient en ajoutant des trous à un cristal de silicium. Si l'on utilise du bore, on obtient un semi-conducteur chargé d'électricité positive ou de «type p». Par conséquent, les semi-conducteurs de type n et de type p sont placés l'un contre l'autre, leurs côtés externes étant reliés par un fil électrique comme le montre la figure 6-32.

Figure 6-32: PILE PHOTOVOLTAÏQUE



Source: D'après "*The Sun on a Semiconductor*" 1978, p. 23.

Une fois que cette pile est exposée à la lumière solaire, les électrons libérés ne retombent pas dans les trous, mais se déplacent plutôt le long de la ligne de moindre résistance de la couche de type n par l'intermédiaire du circuit électrique et pénètrent à nouveau dans la couche de type p. Ce flux d'électrons constitue évidemment un courant électrique et il existera tant qu'il y aura du rayonnement solaire.

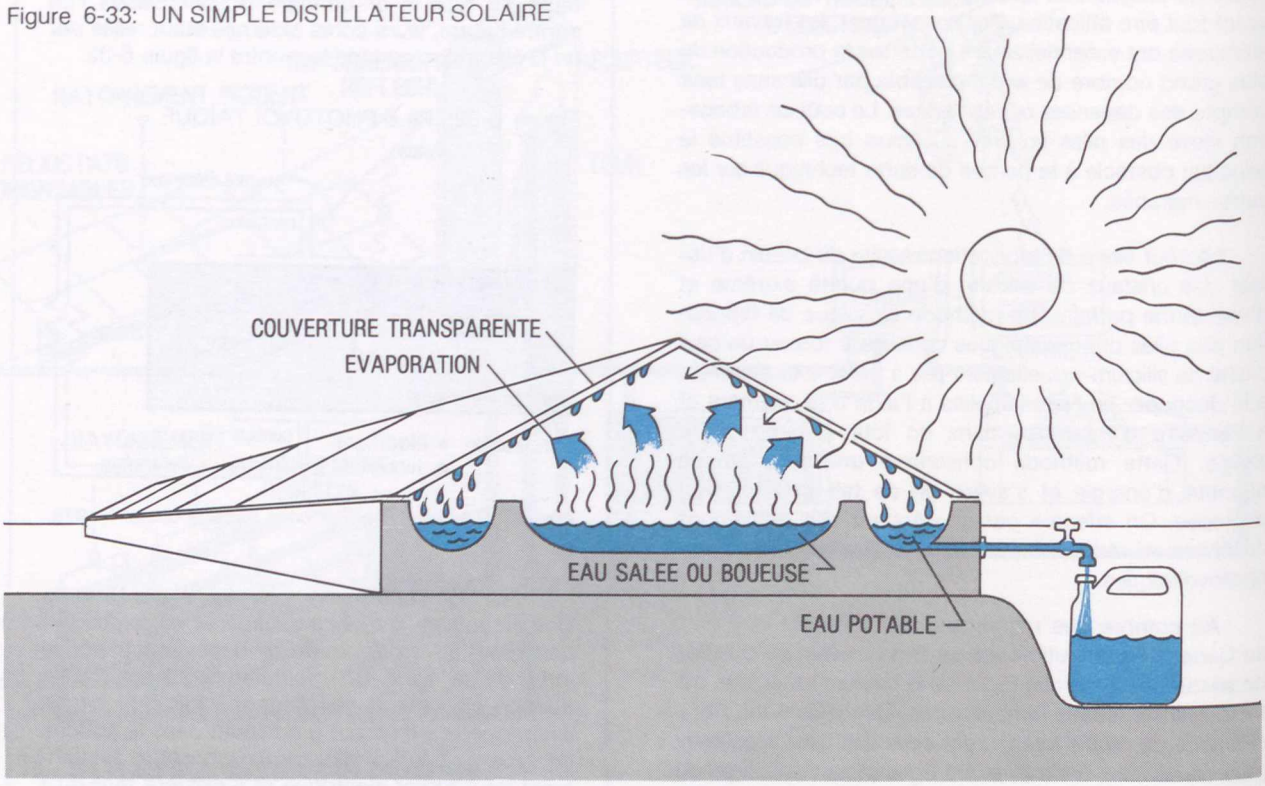
d'utiliser beaucoup de piles solaires moins coûteuses de ce genre au lieu de quelques piles plus onéreuses, mais très efficaces. D'autres chercheurs travaillent sur un mince film de ce genre mais ils utilisent des matériaux moins coûteux tels que le cadmium, le sulfate cuivreux, l'indium et l'oxyde d'étain. On procède également à des recherches sur des piles solaires plus coûteuses fabriquées à l'aide d'arséniure de gallénium qui peuvent supporter de très hautes températures. Cela signifie qu'une pile photovoltaïque pourrait être placée au foyer d'un groupe de miroirs de focalisation comme, par exemple, au sommet d'une tour d'énergie (les piles de silicium fondraient à cette température).

Bien que les piles photovoltaïques soient encore trop coûteuses pour concurrencer l'électricité classique dans les régions dotées d'un réseau électrique, elles peuvent, dans les régions éloignées des installations de génération d'électricité, concurrencer les autres sources d'énergie. C'est ainsi que l'on a utilisé très tôt des systèmes photovoltaïques dans les domaines des aides à la navigation maritime et aérienne (feux de danger des superstructures, bouées) et des appareils de détection et de surveillance de la pollution de l'environnement. A long terme, de nouveaux marchés intérieurs seront créés dans les domaines des télécommunications, l'éclairage extérieur et le remplacement des moteurs à essence et diesel par des systèmes photovoltaïques dans certaines régions éloignées. La création d'un marché suffisamment vaste pour permettre la production en quantités industrielles devrait déboucher sur la diminution du coût des piles photovoltaïques.

Dans une économie basée de plus en plus sur l'électricité et l'hydrogène, l'électricité produite directement à partir du rayonnement solaire pourrait remplacer de plus en plus l'électricité provenant d'autres sources. Au cours des prochaines années, à mesure que la recherche et le développement se poursuivront, le potentiel de la production photovoltaïque d'électricité devrait mieux s'établir au Canada. Du point de vue de l'environnement, c'est certainement une des meilleures méthodes de production de l'électricité.

Si l'industrie canadienne peut mettre ces procédés au point, elle pourra également profiter des importants marchés d'exportation dans les pays du Tiers-Monde car les piles photovoltaïques peuvent être utilisées pour les pompes à eau, les installations de communications et pour répondre à la demande d'électricité dans les petits villages. Afin de développer une industrie capable de fabriquer ces dispositifs photovoltaïques à faible

Figure 6-33: UN SIMPLE DISTILLATEUR SOLAIRE



Source: D'après *Brace Research Institute*, 1979.

coût, le gouvernement fédéral finance la recherche et le développement et accorde ainsi $600,000 au programme solaire du Conseil national de recherche et $250,000 à la recherche universitaire, par l'intermédiaire du Conseil national de recherches en sciences et en génie. Il accorde en outre $200,000 aux travaux applicables effectués en laboratoire par le CNR et $100,000 dans le cadre des programmes communs fédéral/provinciaux. Le CNR a proposé un programme quinquennal de R & D dont le financement qui est actuellement d'un peu plus d'un million de dollars serait porté progressivement à plus de 4 millions d'ici 1984-1985.

CONCLUSION

Il est essentiel de commercialiser le plus tôt possible les systèmes photovoltaïques les plus prometteurs mis au point dans le cadre du programme de recherche et de développement. Ce n'est que dans ces conditions que le Canada pourra se tailler une part du marché de l'exportation et se doter d'une industrie nationale viable.

RECOMMANDATION

Compte tenu du potentiel des systèmes photovoltaïques tant au Canada que pour l'exportation, le Comité recommande que le Canada accélère ses efforts de recherche et de développement au-delà de ce qui est actuellement prévu.

5. L'ÉNERGIE SOLAIRE: UNE TECHNIQUE APPROPRIÉE

L'expression «technologie appropriée» est employée depuis quelques années dans les discussions relatives au transfert de technologie dans les pays du Tiers Monde. Les produits de la technique qui, de petites dimensions, de construction et d'entretien relativement simples, peuvent être produits avec des matériaux du pays et mis en œuvre par la population locale sont considérés comme «appropriés» aux besoins du Tiers Monde.

L'Institut de recherche Brace, qui dépend de l'université McGill de Montréal, est parmi les premiers au monde à avoir mis au point et diffusé un certain nombre de dispositifs qui, exploitant l'énergie solaire ou d'autres formes d'énergie, satisfont aux critères ci-dessus et sont de ce fait considérés comme produits de technologie appropriée. Notre Comité a eu le plaisir de visiter l'Institut au cours de son voyage au Canada.

L'Institut Brace a consacré de nombreuses années à la mise au point de fours solaires, de systèmes de chauffage solaire de l'eau domestique, de séchoirs solaires et de cuisinières solaires. Les produits qu'il a conçus sont faciles à réaliser et ils font dans toute la mesure du possible appel aux matériaux locaux. Les fours solaires constituent un bon exemple de ce genre de technologie. Un four solaire (figure 6-33) consiste en un bac à fond plat de faible hauteur pourvu d'un couvercle transparent incurvé, en «V» ou en pente. La lumière solaire traverse le couvercle et réchauffe l'eau salée contenue dans le bac. L'eau s'évapore et le sel reste au fond de celui-ci. Au contact du couvercle la vapeur d'eau se condense et il y a ruissellement dans le couvercle transparent, l'eau étant collectée sur les parois du bac. Un tel système peut, dans de nombreuses régions du monde, permettre d'obtenir de l'eau potable quand la seule source locale est impropre à la consommation, soit parce qu'elle est trop salée soit pour toute autre raison. Ce système est facile à construire et, ne comportant pas de pièce mobile, il ne demande qu'un minimum d'entretien.

Il existe des cuisinières et des séchoirs conçus et réalisés selon les mêmes principes de simplicité. Nombreux sont les pays du Tiers Monde où cette simplicité de construction permet aux populations rurales de faire cuire leurs aliments et sécher leurs récoltes sans avoir à acheter le moindre combustible. Pour ces populations, l'économie est assurément d'importance. En maintes régions d'Afrique, par exemple, le bois, combustible traditionnel pour la cuisine, se fait de plus en plus rare. Le déboisement constituant un problème extrêmement grave, toute technique permettant d'épargner le bois à brûler peut contribuer largement au bien-être de populations qui comptent maintenant sur ce mode de fourniture d'énergie. Dans ce genre de situations l'énergie solaire a manifestement un rôle essentiel à jouer et le Comité aimerait que les travaux de l'Institut de recherche Brace, comme tous les efforts tendant au même but, soient encouragés dans toute la mesure du possible.

Energie éolienne

1. NATURE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le vent est l'énergie cinétique de l'atmosphère de la Terre. Le soleil représente la principale source de l'énergie cinétique de la circulation atmosphérique de sorte que le vent n'est qu'une autre manifestation de l'énergie solaire.

Le rayonnement, la conduction et la convection absorbent et retournent dans l'atmosphère une partie de l'ensoleillement que reçoit la surface de la Terre. Un chauffage inégal, une absorption et une nouvelle émission à partir de la surface de la Terre entraînent des différences dans la densité de l'air, ce qui provoque des variations dans la pression atmosphérique. Ces variations produisent et maintiennent la circulation générale de l'atmosphère. Bien que seulement un faible pourcentage de l'énergie solaire que reçoit la surface de la Terre puisse être transformé en énergie cinétique éolienne, cette source d'énergie est immense par rapport aux besoins de l'homme en énergie mécanique.

Extraction de l'énergie éolienne

L'énergie qu'une éolienne peut tirer d'une colonne d'air dépend de la surface que balaient ses ailes et de la vitesse du vent. Toutefois, ces deux facteurs ne revêtent pas la même importance. L'énergie que produit une éolienne augmente proportionnellement au *carré* du diamètre de l'aile, d'une part, et, d'autre part, proportionnellement au *cube* de la vitesse du vent. C'est en raison de cette dernière caractéristique que l'application de la technologie en matière de l'énergie éolienne exige un emplacement bien particulier. Par exemple, une éolienne qui fournit 1 kW par un vent de 10 km/h peut produire 8 kW par un vent de 20 km/h. Par conséquent, il est évident qu'il faut recueillir des informations détaillées sur les propriétés du vent avant de fixer l'emplacement d'une éolienne.

Tant la vitesse que la direction du vent varient considérablement selon la hauteur par rapport à la surface du sol. A quelques mètres immédiatement au-dessus de la surface du sol, la couverture du sol et la topographie sont les principaux facteurs qui déterminent ces deux caractéristiques, mais-au-delà de ce niveau, la variation du vent résulte des changements horizontaux de la température et de la pression.

2. AVANTAGES ET DIFFICULTÉS DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le vent possède certaines caractéristiques qui en font une source énergétique attrayante. Tout comme le rayonnement solaire, le vent constitue une source énergétique gratuite, inépuisable et omniprésente. Au Canada, les régions qui connaissent les vitesses du vent moyennes annuelles les plus élevées sont aussi les régions où l'on retrouve des ressources énergétiques conventionnelles, comme c'est le cas dans les Maritimes, le Nord de l'Ontario et la côte de la Colombie-Britannique. L'éolienne produit une énergie mécanique de bonne qualité que l'on peut efficacement transformer en électricité sans qu'il faille la soumettre à une conversion thermique intermédiaire, de sorte que même les petites éoliennes (5 kilowatts, par exemple) peuvent alimenter directement un réseau électrique. Dans les régions où les capitaux sont rares et où la demande d'énergie augmente lentement, l'énergie éolienne permet un approvisionnement énergétique à échelle limitée plus acceptable qu'un bon nombre de groupes générateurs classiques. Les provinces maritimes représentent une région où ces caractéristiques des systèmes d'énergie éolienne risquent de s'avérer prometteuses dans un proche avenir.

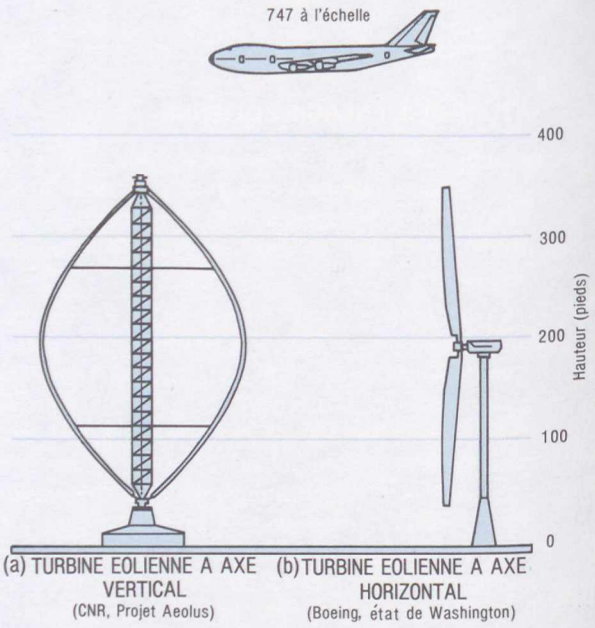
Mais l'énergie éolienne n'a pas que des avantages car, du fait que le vent est une source d'énergie diffuse et variable, son exploitation sur une échelle importante exige des investissements élevés dans des systèmes de conversion de grande envergure et particulièrement coûteux. Par exemple, l'éolienne de 3.8 MW dont la construction est envisagée par le CNR et Hydro Québec dépassera en hauteur la Tour de la Paix. La variabilité du vent signifie également que les éoliennes ne peuvent pas constituer une source énergétique à débit continu. On peut tourner cette difficulté en utilisant l'énergie éolienne dans des systèmes qui disposent d'une autre source d'approvisionnement électrique ou en prévoyant des installations de stockage, mais l'une et l'autre solution se traduisent par une augmentation substantielle des coûts. En outre, les éoliennes peuvent interférer avec les ondes électromagnétiques (radar, télévision et communications par micro-ondes), produire du bruit et ne pas s'intégrer dans l'esthétique du paysage. Ces facteurs peuvent poser des problèmes, surtout si l'on envisage d'utiliser largement cette source d'énergie.

3. DÉVELOPPEMENTS INTERNATIONAUX ET CANADIENS

Le Conseil national de recherches dirige les travaux de recherche et de développement relatifs à l'énergie éolienne. Le programme canadien est axé exclusivement sur les éoliennes à axe vertical (EAV) tandis que la plupart des autres pays ont investi dans le développement des éoliennes à axe horizontal (EAH). La figure 6-34 représente schématiquement ces deux types d'éoliennes. Si l'on préfère dans ce pays l'EAV à l'EAH c'est parce qu'elle est plus efficace et capte plus d'énergie en fonction d'une vitesse de vent donnée. Les EAV ont une configuration plus simple et fonctionnent à une vitesse plus grande que les autres éoliennes, ce qui les font convenir parfaitement à la production d'électricité (par opposition à la production d'énergie mécanique pour le pompage de l'eau). Elles ont également l'avantage d'être omnidirectionnelles, c'est-à-dire qu'elles fonctionnent quelle que soit la direction du vent et n'ont pas besoin de dispositifs qui les orientent de manière à faire face au vent, comme c'est le cas pour les éoliennes à axe horizontal. Un autre avantage des éoliennes à axe vertical est leur configuration qui permet d'installer au niveau du sol les machines actionnées par la turbine, ce qui simplifie les services de réparation et d'entretien.

Étant l'un des premiers à se lancer dans le domaine des EAV, le Canada jouit d'une prééminence mondiale dans cette technologie. Les autres pays qui, par le

Figure 6-34: CONFIGURATION DES ÉOLIENNES



Source: D'après Chappell, 1980.

passé concentraient leurs efforts sur les EAH commencent à se rendre compte des avantages de l'éolienne à axe vertical. Les États-Unis en particulier consacrent des budgets substantiels au développement de celles-ci.

CONCLUSION

Si nous voulons conserver notre avance en ce domaine, nous devons hâter la commercialisation et la promotion de nos éoliennes à axe vertical sur les marchés.

Les recherches courantes du CNR peuvent être subdivisées en trois rubriques, à savoir: l'évaluation des ressources, les éoliennes de petites à moyennes dimensions et les grandes éoliennes.

Le premier domaine de recherche concerne l'évaluation des ressources d'énergie éolienne au Canada. Le Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada a déjà fait un grand pas dans ce domaine et ce, en mettant au point un ensemble de données normalisées puisées dans les archives et permettant d'identifier les régions qui devraient faire l'objet d'une évaluation détaillée. Le CNR a déjà élaboré un ensemble de spécifications techniques applicables aux anémomètres aux fins de mettre au point les méthodes d'essai normalisées. En outre, le CNR coopère avec les services publics provinciaux pour l'évaluation détaillée d'un certain nombre d'emplacements identifiés déjà dans l'étude du SEA. Le Canada participe également à une évaluation internationale des modèles sur ordinateur utilisés pour la localisation de l'énergie éolienne. Ce programme s'inscrit dans le cadre du Programme de recherche et de développement sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne patronné par l'Agence internationale de l'énergie.

Les éoliennes de petites et moyennes dimensions que le CNR a examinées sont développées en vue de leur application dans trois domaines distincts. Le premier consiste à utiliser des éoliennes de 1 kW (CC) pour fournir sur demande de l'énergie électrique dans les régions éloignées. Ce domaine d'application nécessite une installation de stockage puisque l'éolienne est l'unique source d'énergie électrique. Ces unités sont coûteuses car elles doivent répondre à des normes de fiabilité extrêmement rigoureuses et nécessitent un investissement supplémentaire dans les installations de stockage. Elles sont destinés principalement à fournir l'énergie requise par les réseaux de télécommunications dans les régions éloignées et l'aide à la navigation, domaines qui en justifient le coût. Six installations de ce genre sont actuellement en voie de réalisation au Canada, dont cinq, situées en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve, fourniront l'énergie aux réseaux de télécommunications et la sixième, en Alberta, assurera la protection cathodique d'un oléoduc.

Le second domaine d'application porte sur les éoliennes de petites et moyennes dimensions utilisables pour la production de l'électricité dans les communautés éloignées du Canada. Un grand nombre de collectivités de ce genre dépendent des génératrices diesel pour leur approvisionnements en énergie électrique. Le CNR a travaillé avec le gouvernement de l'Ontario au développement d'un système hybride comportant une éolienne couplée à une génératrice diesel. Une EAV de 10 kW (CA) fut montée en couplage direct à une génératrice diesel sur un terrain expérimental de Toronto Island. Les résultats de deux années d'expérimentation ont révélé qu'il est possible de réaliser des économies substantielles de carburant diesel si l'on dispose d'un emplacement où la vitesse moyenne du vent dépasse 13 mph (21 km/h) et le coût du mazout dépasse $1/gallon. Bien des communautés nordiques répondent à ces deux conditions et le CNR, le ministère de l'Energie de l'Ontario et l'Ontario Hydro prennent actuellement les mesures nécessaires en vue d'assurer le financement d'un hybride EAV/diesel de 50 kW à Sudbury (Ontario).

Les éoliennes de dimension moyenne (production de l'ordre de 50 kW) font également l'objet d'essais comportant leur connexion à un réseau électrique. Quatre unités de 50 kW sans équipement de stockage sont déjà installées et reliées respectivement aux réseaux principaux de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Manitoba et de Terre-Neuve. Ces systèmes sont considérés comme les prédécesseurs des grosses éoliennes et servent à déterminer quels problèmes pourraient résulter de l'utilisation d'électricité éolienne variable dans un réseau électrique qui, auparavant, puisait régulièrement son énergie dans des installations importantes.

En ce qui concerne les grandes éoliennes, le CNR a construit en collaboration avec Hydro Québec une EAV de 230 kW sur les Îles-de-la-Madeleine. Le montage de l'installation a eu lieu en 1977 et les essais préliminaires ont démontré que cette version agrandie de l'EAV fonctionnait comme prévu. Malheureusement, une erreur opérationnelle a provoqué la destruction de la machine en juillet 1978. Une EAV identique fut érigée sur le même emplacement en janvier 1980 et les essais ultérieurs ont démontré que cette éolienne fonctionnait comme prévu et qu'elle avait même atteint le stade de l'exploitation à pleine charge avant la date prévue. Selon les plans initiaux, l'exploitation de l'installation devait être intégralement confiée à Hydro Québec à la fin de 1980 et il était entendu que cette installation serait intégrée au système d'approvisionnement électrique des Îles-de-la-Madeleine. Hydro Québec et le CNR ont convenu cependant de maintenir sur place les instruments servant à recueillir les données opérationnelles de manière à ce que les expérimentations se poursuivent pendant que l'éolienne contribue à l'alimentation du réseau des îles.

Après le succès des expériences sur les Îles-de-la-Madeleine, les spécialistes du CNR ont proposé la construction d'une EAV à l'échelle des mégawatts, considérant qu'un tel projet constitue logiquement l'étape suivante du programme de l'énergie éolienne. L'exploitation d'une éolienne à axe vertical d'une si grande dimension permettrait au Canada d'avoir une expérience unique dans ce domaine et renforcerait sa position à l'avant-garde de la recherche et du développement en matière d'éoliennes à axe vertical. Le «Projet Aeolus» comporte la conception et la construction d'une EAV capable de produire jusqu'à 3.8 mégawatts (suffisamment d'électricité pour satisfaire aux besoins, autres que le chauffage, de 600 à 700 maisons) et dont le coût s'élèverait à $23 millions. On estime que ce système est exploitable sur des sites où la vitesse moyenne du vent est d'environ 30 mph (48 km/h) et qu'il peut fournir l'énergie à des coûts compétitifs par rapport à la production électrique classique. Hydro Québec a accepté de participer au financement de ce programme avec le gouvernement fédéral. L'éolienne en question sera érigée sur un site de l'Est du Québec et sa mise en exploitation est prévue pour 1983.

Le marché canadien des éoliennes pourrait être limité, étant donné les diverses options dont nous disposons pour la production de l'électricité. Toutefois, dans certaines régions du pays, les éoliennes d'une si grande dimension contribueraient substantiellement au remplacement des combustibles fossiles servant couramment à la production de l'électricité. Notons enfin qu'en plus du marché canadien, un important marché d'exploitation peut se développer dans les pays industrialisés et les pays du Tiers-Monde.

CONCLUSION

Le Comité est d'avis que le Canada devrait poursuivre le développement et la commercialisation des éoliennes à axe vertical à l'échelle des mégawatts et accueille avec satisfaction l'approbation récente du financement du «Projet Aeolus».

Au cours de sa visite au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, le Comité a été frappé par la vulnérabilité des communautés nordiques qui comptent exclusivement sur l'électricité produite par la génératrice diesel. Nous sommes donc conscients de l'incertitude qui pèse sur les Canadiens des régions isolées à l'égard de l'approvisionnement et du prix des produits pétroliers.

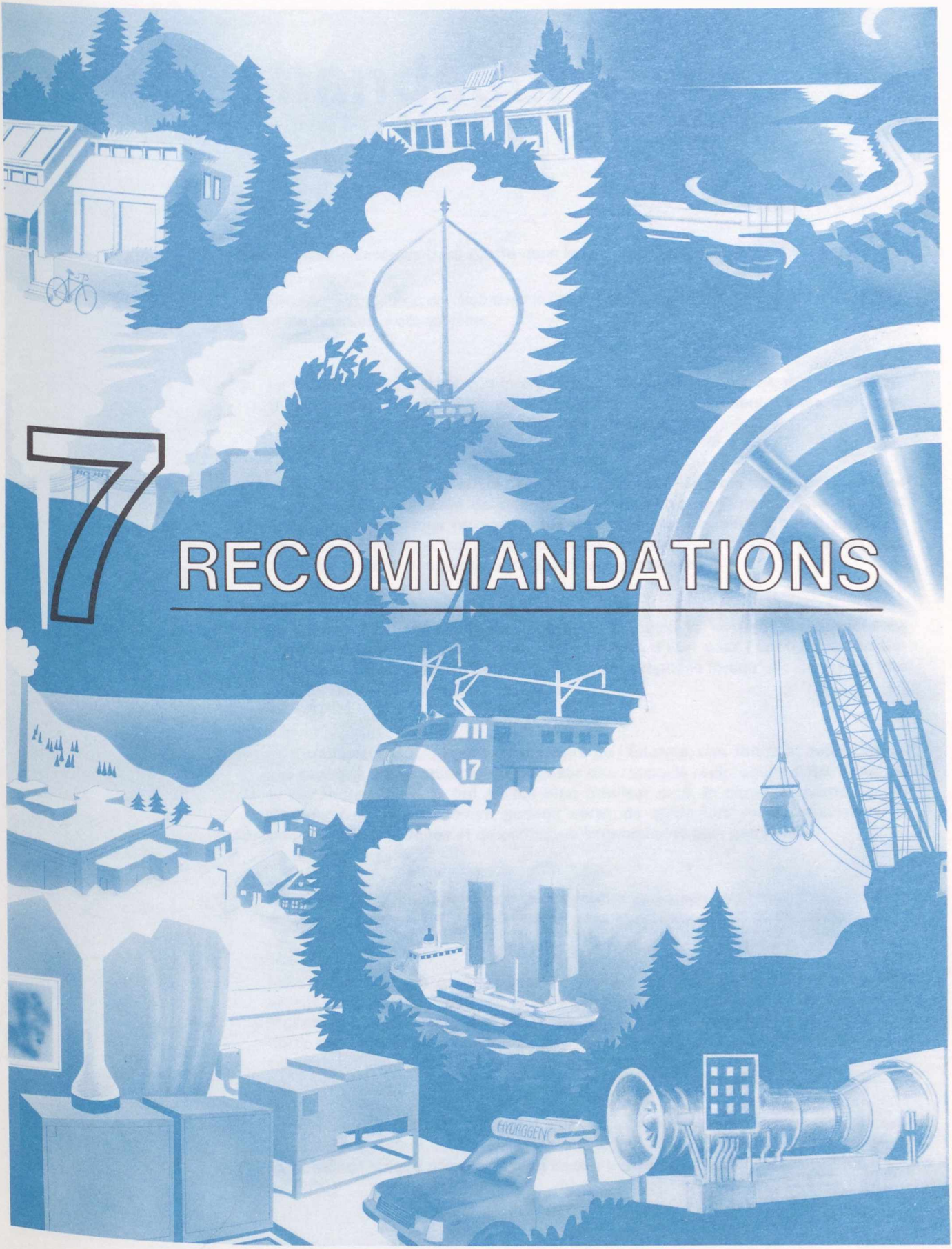
CONCLUSION

Il incombe au gouvernement fédéral de prendre des mesures immédiates afin d'aider ces communautés à diversifier leurs sources énergétiques. A cet égard, l'énergie éolienne et les centrales hydro-électriques à échelle réduite sont deux options dignes d'être soigneusement envisagées. Un tel programme appuiera les efforts de conservation énergétique dans les communautés nordiques et le principe de réduction de la consommation pétrolière préconisé par le Programme énergétique national. En ce qui concerne l'énergie éolienne, un programme d'aide facilitant la création d'un marché immédiat hâterait la création d'une industrie canadienne dans ce domaine.

RECOMMANDATION

Les communautés éloignées où les caractéristiques des vents sont appropriées et qui dépendent actuellement du carburant diesel pour la production de l'électricité doivent bénéficier de l'aide financière et technique pour l'installation de systèmes hybrides éolienne/diesel. Cette aide aura non seulement pour effet d'aider ces communautés à réduire leurs besoins en pétrole mais encore de créer un marché immédiat pour les éoliennes et de hâter la commercialisation de cette technologie.

7 RECOMMANDATIONS



Recommandations

Les recommandations suivantes sont énumérées dans l'ordre dans lequel elles apparaissent dans le texte et non par degré d'importance.

La page sur laquelle chacune des recommandations apparaît dans le rapport est indiquée afin de permettre au lecteur de déterminer facilement le contexte dans lequel elle est faite.

RD&D

(1) Le Canada devrait, dans son intérêt propre et dans le but de donner plus ample suite aux objectifs de l'AIE, intensifier le taux d'accroissement de ses dépenses en RD&D dans le secteur des énergies de remplacement.
(p. 74)

Ministère d'État

(2) Le Comité recommande qu'un ministère d'État pour l'énergie de remplacement et la conservation soit créé dans le cadre du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Nous recommandons de plus que ce ministère soit divisé en quatre sections responsables chacune de la conservation, de l'énergie solaire, du méthanol et enfin des autres énergies de remplacement.
(p. 89)

Canertech

(3) Le Comité recommande que Canertech, la nouvelle société responsable de l'énergie de remplacement, relève du ministère d'État pour l'énergie de remplacement et la conservation dont la création est proposée lorsqu'elle deviendra une Société de la Couronne indépendante.
(p. 89)

L'énergie et l'économie

(4) Le Comité recommande que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources procède à une étude en profondeur des rapports réciproques entre l'énergie et l'économie dans le but de les bien préciser dans le contexte particulier au Canada, cette étude devant pouvoir servir de guide lors de la formulation de politiques énergétiques et de politiques économiques plus générales.
(p. 93)

Conservation

(5) Le Comité recommande que l'on entreprenne immédiatement une étude détaillée de tous les aspects de la conservation dans tous les secteurs de l'économie.
(p. 134)

Conservation solaire passif

(6) Tous les paliers de gouvernement devraient coopérer pour s'assurer que les architectes, les constructeurs et les entrepreneurs connaissent et appliquent les techniques de conception et de construction visant à économiser l'énergie. Ces personnes devraient notamment être au courant des avantages énergétiques offerts par l'utilisation passive de l'énergie solaire.
(p. 135)

(7) Le Comité recommande vivement que les logements financés par le gouvernement fédéral soient construits selon une conception axée sur la conservation et le chauffage solaire passif afin d'en démontrer les avantages.
(p. 136)

Conservation

(8) **Il faudrait incorporer des normes de rendement énergétique au Code national du bâtiment afin de promouvoir une conception et une construction axées sur l'innovation et la conservation.**
(p. 137)

(9) **Le gouvernement fédéral devrait établir des essais normalisés pour mesurer le rendement énergétique des bâtiments afin que l'on puisse attribuer aux bâtiments des cotes d'efficience énergétique.**
(p. 137)

(10) **Le Comité recommande que le gouvernement fédéral établisse une procédure normalisée de vérification de l'étanchéité des bâtiments. Le Comité recommande également qu'une fois établi, ce test de vérification soit appliqué à tous les édifices fédéraux et à toutes les nouvelles maisons financées par l'intermédiaire de la Société canadienne d'hypothèques et de logement.**
(p. 138)

(11) **Dans les locaux commerciaux comme dans les maisons, on devrait concevoir des régimes d'éclairage qui n'entraînent pas un gaspillage de l'énergie électrique.**
(p. 138)

(12) **On devrait encourager la construction souterraine car il s'agit d'une technologie de construction qui permet de conserver l'énergie.**
(p. 138)

Éthanol

(13) **Le Comité recommande que le gouvernement fédéral encourage, par l'intermédiaire de Canertech, la recherche, le développement et la commercialisation des technologies de la conversion de la cellulose en éthanol.**
(p. 143)

(14) **L'éthanol devrait servir uniquement comme additif à l'essence et non comme produit de remplacement intégral des carburants utilisés pour les transports, sauf peut-être dans les fermes.**
(p. 143)

(15) **Le Comité recommande que l'amendement de la Loi sur l'accise prévoie que la production d'éthanol excédant les besoins individuels du distillateur puisse être vendue aux détaillants de carburant alcoolisé ou de gazohol.**
(p. 145)

(16) **Le Comité ne recommande pas la production d'éthanol pur à partir des récoltes amylacées et sucrières et en tant que principal carburant liquide de remplacement pour les transports au Canada. Il recommande cependant que la distillation de l'éthanol comme carburant soit permise pour usage personnel ou pour la production de gazohol.**
(p. 145)

Méthanol

(17) **Le Comité recommande d'encourager la construction d'une usine de méthanol selon la formule hybride (gaz naturel/biomasse) afin de démontrer le plus rapidement possible la faisabilité de cette technique de production.**
(p. 146)

Méthanol

(18) Puisque les usines de production du méthanol selon la formule hybride (gaz naturel/biomasse) constituent une étape de transition dans la création d'une industrie de production du méthanol, le comité recommande de plus que de telles usines soient converties, lorsque ce sera possible, de manière à tirer le méthanol de la seule biomasse ou de la biomasse combinée à de l'hydrogène produit par électrolyse.
(p. 146)

(19) A court terme, pour faire du méthanol un carburant de remplacement séduisant, le Canada devrait faire en sorte que son prix de vente soit inférieur à celui de l'essence.
(p. 146)

Méthane

(20) Le Comité recommande de continuer à explorer vigoureusement la technologie de la digestion anaérobie et l'installation d'autres réacteurs pour la production du méthane afin d'en démontrer l'efficacité dans l'environnement canadien.
(p. 148)

Biomasse compactée

(21) Étant donné que la technologie de la densification est présentement disponible et déjà exploitée à certains endroits, le Comité recommande d'encourager l'essor de l'industrie de la densification du bois et d'axer la recherche et le développement sur l'amélioration des technologies de combustion et sur la création d'utilisations et de marchés pour les produits de biomasse compactée.
(p. 152)

Bois

(22) Le Comité recommande d'entreprendre immédiatement une étude des conséquences de la combustion du bois pour la qualité de l'air dans les zones urbaines. Cette étude devrait être réalisée avant de recommander une intensification de l'utilisation du bois de chauffage dans les centres urbains.
(p. 153)

(23) Il faudrait réviser les règlements de sécurité en matière d'incendie et, au besoin, les rendre plus sévères afin d'éviter que l'utilisation des poêles à bois et feux ouverts entraîne une augmentation tragique des incendies dans les foyers utilisant le bois de chauffage.
(p. 153)

Bois
Méthanol

(24) Le Comité croit que, dans le cadre de la recherche et du développement portant sur la biomasse, on devrait d'abord financer les études relatives à la technologie de gazéification de la biomasse parce que cette technologie offre la possibilité d'utiliser plus efficacement le bois (et les autres matières premières de la biomasse) pour alimenter les systèmes utilisant habituellement les combustibles fossiles et parce qu'elle constitue le dernier chaînon de la technologie de synthèse du méthanol à partir de la biomasse, technologie qui devrait faire l'objet d'améliorations jusqu'à ce qu'elle permette la commercialisation de ce carburant alcoolisé comme option de remplacement.
(p. 153)

Tourbe

(25) Les importantes réserves de tourbe du Canada représentent une option énergétique digne d'intérêt mais qui n'a pas été suffisamment examinée. On devrait donc déterminer exactement la quantité, la qualité et l'emplacement de ces réserves.
(p. 156)

Tourbe	(26)	**Le Comité recommande que la recherche et le développement en matière de tourbe visent l'élaboration d'une technologie efficace de gazéification de la tourbe, ce qui augmentera la gamme des ressources de base dont dispose le Canada pour la production du méthanol en tant que carburant liquide utilisable en transport.** **(p. 156)**
Combustion sur lit fluidisé	(27)	**Le gouvernement fédéral devrait entreprendre une analyse détaillée du potentiel et des avantages de la combustion sur lit fluidisé dans le contexte canadien et déterminer le niveau de financement nécessaire pour tirer le plus grand parti de cette technologie. Cette analyse devrait porter entre autres sur le choix entre diverses technologies de la combustion sur lit fluidisé d'un point de vue économique et environnemental, sur l'utilisation de combustibles autre que le charbon et sur la nature des possibilités régionales.** **(p. 160)**
Mélanges de charbon et de mazout	(28)	**La recherche et le développement dans le domaine de la technologie des mélanges de charbon et de mazout au Canada doivent s'accélérer dans la mesure du possible. Il faudrait mettre l'accent sur l'application rapide de cette technologie dans les provinces maritimes.** **(p. 161)**
Liquéfaction du charbon	(29)	**La liquéfaction du charbon ne devrait pas être adoptée comme option énergétique à long terme pour le Canada. Par contre, à court terme, un nombre limité de projets de liquéfaction du charbon dont les produits seraient principalement destinés aux marchés de l'exportation pourraient être acceptés, avec des contrôles environnementaux stricts, afin d'acquérir des devises étrangères, de créer de l'emploi pour la main-d'œuvre qualifiée, d'établir des connaissances technologiques et de constituer une source additionnelle de combustibles synthétiques pouvant être utilisés au Canada en cas d'urgence.** **(p. 165)**
Chauffage collectif (par îlots)	(30)	**Le Comité recommande qu'on envisage le chauffage collectif comme technologie permettant de conserver l'énergie dans les nouveaux lotissements, les nouveaux centres urbains et les nouveaux parcs industriels.** **(p. 170)**
Cogénération	(31)	**Le Comité encourage les services publics canadiens à examiner d'un œil plus favorable la cogénération et à trouver les moyens de promouvoir l'application de cette technologie en envisageant, par exemple, la construction de systèmes en copropriété avec les établissements industriels.** **(p. 174)**
Centrales hydro-électriques à échelle réduite	(32)	**Le Comité recommande le financement des communautés isolées qui comptent sur les génératrices diesel pour leurs besoins d'électricité, afin de leur permettre d'installer des centrales hydro-électriques à échelle réduite si elles disposent de l'emplacement convenable. Il recommande en outre vivement le développement de cette technologie à des fins d'exportation.** **(p. 177)**
Piles à combustible—hydrogène	(33)	**Le Comité recommande que le financement de la recherche sur les piles à combustible soit entrepris dans le cadre de l'engagement visant le développement au Canada d'une économie fondée sur l'hydrogène. En particulier, le développement des piles à combustible pour le secteur des transports devrait bénéficier d'une haute priorité car l'utilisation de ces piles permettrait de remplacer les carburants, de réduire les émissions nocives des véhicules et de créer un marché pour l'hydrogène.** **(p. 182)**

Fusion

(34) Le Comité recommande que le gouvernement fédéral adopte le programme de dépenses proposé par le Comité consultatif du CNR sur la recherche en matière de fusion. Sur la période de cinq ans qui englobent les années financières 1980-81 à 1984-85, cela représente des dépenses d'environ $54 millions (en dollars constants de 1979). Une étude indépendante devrait être effectuée au cours de la troisième année du programme et au bout de cinq ans, dans le but d'en déterminer l'efficacité.
(p. 191)

Énergie géothermique

(35) Le Comité recommande que les dépenses engagées par le gouvernement fédéral au chapitre de l'énergie géothermique soient suffisantes pour réaliser au moins les buts suivants: définir l'importance des ressources géothermiques au canada; promouvoir la mise en valeur de cette forme d'énergie, notamment pour le chauffage des locaux; et déterminer si l'on peut extraire de l'énergie thermique des roches chaudes et sèches.
(p. 200)

Pompes à chaleur

(36) Le Comité recommande que l'on encourage l'emploi des pompes à chaleur dans les complexes récréatifs communautaires qui s'y prêtent et que les trois paliers du gouvernement se penchent sur la possibilité d'aide financière dans ce domaine.
(p. 203)

(37) La stratégie de R & D gouvernementale et industrielle devrait faciliter le perfectionnement de la technologie des pompes à chaleur dans le but de l'introduire sur les marchés commerciaux, résidentiels et industriels et de rechercher les moyens les plus efficaces de combiner les pompes à chaleur aux autres technologies énergétiques.
(p. 204)

Hydrogène

(38) Le Comité recommande que le gouvernement du Canada adopte comme objectif de politique à long terme la mise en place d'une filière énergétique dont les principales devises énergétiques seront l'hydrogène et l'électricité.
(p. 210)

(39) Le Comité estime que l'hydrogène sera un élément important du système d'énergie canadien de demain et recommande que le Canada commence dès maintenant à mettre au point la technologie et l'infrastructure nécessaires à la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène.
(p. 211)

(40) Le Comité reconnaît qu'il faudrait, le plus tôt possible, faire la démonstration d'un système de transport urbain fondé sur l'hydrogène et recommande que l'on aide la recherche dans ce domaine d'application afin d'en arriver à une commercialisation rapide.
(p. 211)

(41) Le Comité recommande que le gouvernement fédéral soit disposé à dépenser, au cours des cinq prochaines années, jusqu'à concurrence de $1 milliard afin d'encourager le développement sur une vaste échelle d'une infrastructure énergétique fondée sur l'utilisation de l'hydrogène et à faire du Canada le chef de file mondial de la technologie de l'hydrogène.
(p. 212)

(42) **Le Comité recommande la création d'une commission, qui porterait le nom d'Hydrogène Canada, agissant à titre d'organisme central pour toutes les activités de recherche, de démonstration, de développement et de commercialisation de l'hydrogène au Canada. Cette commission ferait rapport au futur ministre d'État à l'énergie de remplacement et à la conservation.**
(p. 212)

(43) **Le Comité recommande que le futur ministre d'État à l'énergie de remplacement et à la conservation commence à analyser les progrès accomplis par Hydrogène Canada après dix-huit mois, et en termine l'examen en six mois. Un examen semblable devrait avoir lieu à l'issue de la quatrième année du programme et, ultérieurement, tous les cinq ans.**
(p. 212)

(44) **Le Comité recommande également que les résultats des examens périodiques soient déposés au Parlement dans les trois mois qui suivent leur achèvement et, au cas où le Parlement ne siègerait pas à ce moment-là, que le Ministre soit autorisé à les rendre publics.**
(p. 212)

Propane

(45) **A court et à moyen terme, on devrait encourager le recours au propane pour les parcs de véhicules se ravitaillant dans des dépôts centraux.**
(p. 216)

Gaz naturel comprimé

(46) **Le Comité recommande d'encourager l'utilisation du gaz naturel comprimé comme combustible pour les grands parcs de véhicules qui ne couvrent que de faibles distances et se ravitaillent à des dépôts centraux.**
(p. 217)

Essence synthétique

(47) **Étant donné que l'essence synthétique ne réduit pas l'utilisation des hydrocarbures et que sa production ne conserve pas l'énergie, le Comité recommande qu'on ne retienne pas la production d'essence synthétique à partir de combustibles fossiles comme option énergétique de premier plan pour le secteur des transports.**
(p. 218)

Méthanol

(48) **Pour mettre au point un véritable carburant de remplacement, le comité recommande que le gouvernement canadien encourage activement les constructeurs automobiles à produire des moteurs à méthanol et des moteurs mixtes au Canada. En prenant ces mesures et en développant une industrie du méthanol, le Canada pourrait occuper le premier rang dans la production et l'utilisation du méthanol.**
(p. 220)

Éthanol

(49) **Le Comité recommande que l'éthanol produit au Canada serve à prolonger la durabilité des réserves d'essence grâce à la production de gazohol. Il ne recommande pas le recours aux véhicules à éthanol comme option importante pour les transports.**
(p. 220)

Accumulateur à aluminium-air

(50) **Le Comité recommande que le gouvernement fédéral suive de près la mise au point de l'accumulateur à aluminium-air et en appuie la commercialisation au Canada.**
(p. 221)

Véhicules électriques

(51) Le Comité recommande que le Canada s'intéresse de façon bien plus active à la recherche, au développement et à la démonstration dans le domaine des véhicules électriques. Il doit s'agir d'efforts systématiques axés non seulement sur la propulsion mais encore sur la conception et la construction de tous les éléments requis pour produire un véhicule électrique entièrement canadien.
(p. 221)

(52) Le Comité est convaincu que les efforts de RD&D au Canada devraient porter sur les véhicules tout-électrique plutôt que sur les véhicules hybrides. Toute activité de RD&D qui pourrait porter sur la propulsion hybride doit s'orienter vers la mise au point d'un système hybride pile à combustible/électricité car cela permettrait au Canada de poursuivre de front des recherches sur deux types de propulsion non classique, afin que chacune de ces technologies puisse éventuellement être exploitée séparément.
(p. 223)

Hydrogène

(53) Le Canada devrait continuer d'envisager l'hydrogène comme option de carburant pour l'aviation et cette activité devrait s'inscrire dans le cadre des efforts de RD&D d'Hydrogène Canada.
(p. 225)

Usine marémotrice

(54) Afin de déterminer si l'installation d'une usine marémotrice dans la Baie de Fundy continue d'être une option viable, le Comité recommande d'entreprendre sans délai une étude de faisabilité économique pour vérifier les conclusions auxquelles est arrivé en 1977 le Conseil d'examen de l'énergie marémotrice de la Baie de Fundy et d'allouer à cette fin une somme de l'ordre de $300,000.
(p. 233)

(55) Par ailleurs, si les conclusions de cette étude sont favorables, le Comité recommande de plus d'entreprendre, tel que souligné dans le rapport de 1977, une étude comprenant un programme conceptuel de préinvestissement, une étude socio-économique et une étude écologique; un budget de l'ordre de $50 millions devant être affecté à cette fin.
(p. 233)

(56) Le Comité recommande enfin, si les conclusions de l'étude finale sont favorables, que l'on commence la mise en œuvre d'installations marémotrices dans la Baie de Fundy.
(p. 233)

Énergies de la mer

(57) Le Comité estime que le Canada devrait se tenir au courant des progrès internationaux dans le domaine de l'énergie des vagues et continuer à prendre part à des programmes internationaux de recherche et développement. Il recommande toutefois de ne pas accorder de priorité élevée à la recherche dans ce domaine, dans le cadre des programmes canadiens de recherche et de développement sur l'énergie.
(p. 234)

(58) Le Comité estime que, pour le moment, le Canada ne devrait pas financer de projet de recherche et de développement dans le domaine de l'Énergie thermique des océans (CETO).
(p. 236)

Solaire passif—conservation

(59) **Le gouvernement fédéral doit étendre la portée de son programme d'éducation du public sur la conservation pour y inclure des informations sur le chauffage solaire passif et les méthodes de construction efficaces du point de vue de la consommation énergétique.**
(p. 240)

Solaire actif

(60) **Les recherches doivent être axées sur la réduction du coût du stockage d'énergie thermique et sur l'identification de la fiabilité et de la durabilité des éléments de stockage thermique dans les systèmes solaires actifs.**
(p. 241)

(61) **Il faut augmenter de façon substantielle le financement accordé à la recherche et au développement dans les domaines du stockage à grande échelle et chimique de la chaleur et prendre les mesures nécessaires pour faciliter la commercialisation des méthodes mises au point.**
(p. 241)

(62) **On ne devrait chercher à stimuler l'achat de systèmes actifs par le grand public qu'après que des normes aient été établies et des garanties offertes.**
(p. 243)

(63) **Le Comité accueille favorablement l'annonce récente d'un programme de démonstration à grande échelle des chauffe-eau solaires domestiques et recommande de lancer un programme analogue pour l'essai des systèmes actifs de chauffage solaire, notamment le stockage dans la zéolite ou dans le sulfure de sodium.**
(p. 243)

Systèmes photovoltaïques

(64) **Compte tenu du potentiel des systèmes photovoltaïques tant au Canada que pour l'exportation, le Comité recommande que le Canada accélère ses efforts de recherche et de développement au-delà de ce qui est actuellement prévu.**
(p. 247)

Énergie éolienne

(65) **Les communautés éloignées où les caractéristiques des vents sont appropriées et qui dépendent actuellement du carburant diesel pour la production de l'électricité doivent bénéficier de l'aide financière et technique pour l'installation de systèmes hybrides éolienne/diesel. Cette aide aura non seulement pour effet d'aider ces communautés à réduire leurs besoins en pétrole mais encore de créer un marché immédiat pour les éoliennes et de hâter la commercialisation de cette technologie.**
(p. 252)

Bibliographie Choisie

Acres Shawinigan Ltd., *Distric Heating Study*, Rapport au ministère de l'Énergie de l'Ontario, Toronto, février 1976.

Acres Shawinigan Ltd., *District Heating for Small Communities*, Research Report No. 9, Bureau de la conservation de l'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, janvier 1977a.

Acres Shawinigan Ltd., *Gas Turbines and District Heating*, Research Report No. 10, Bureau de la conservation de l'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, février 1977b.

Agence internationale de l'Énergie atomique, *Urban District Heating Using Nuclear Heat*, compte rendu d'une réunion du Groupe consultatif tenue à Vienne, 15-19 mars 1976, A.I.E.A., Vienne, 1977.

Agence internationale de l'Énergie atomique, *Executive Summary, International Tokamak Reactor: Zero Phase*, Vienne 1980.

Agence internationale de l'Énergie, *Annual Report on Energy Research, Development and Demonstration, Activities of the IEA 1979-1980*, Organisation de Coopération et de Développement économique, Paris, 1980a.

Agence internationale de l'Énergie, *Energy Research, Development and Demonstration in the IEA Countries, 1979 Review of National Programs*, Organisation de Coopération et de Développement économique, Paris, 1980b.

Akarca, Ali T. and Veach Long, Thomas II, "On the Relationship Between Energy and GNP: A Re-examination", *Journal of Energy and Development*, printemps 1980.

Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Conservation in Alberta 1978*, Calgary, avril 1979.

Alberta Gas Trunk Line, *Annual Report, 1979*.

Altshuller, A. P. and G. A. McBean (Chairmen), *The LRTAP Problem in North America: A Preliminary Overview*, Report prepared by the United States-Canada Research Consultation Group on the Long-Range Transport of Air Pollutants, octobre 1979.

Anderson, B. and M. Riordan, *The Solar Home Book*, Cheshire Books, Harrisville, New Hampshire, 1976.

An Overview of the Magnetic Fusion Energy Development and Technology Program, Grumman Aerospace Corporation and Office of Magnetic Fusion Energy, U.S. Department of Energy, mars 1978.

Auldridge, Larry, "World Oil Flow Slumps, Reserves Up", *Oil & Gas Journal*, Vol. 78, No. 52, 29 décembre 1980, p. 75-82.

Australie, Senate Standing Committee on National Resources, *The Replacement of Petroleum Based Fuels by Alternative Sources of Energy*, Australian Government Publishing Service, Canberra, 1980.

Aylesworth, J. A. and H. J. Weyland, "Coal and Coke", *Canadian Mineral Yearbook 1978* (preprint), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1980.

Bachynski, M. P. and R. A. Bolton, *Tokamak de Varennes—Industrial Impact*, Institut de recherche d'Hydro-Québec *et al.*, octobre 1980.

Banque de la Nouvelle-Écosse "Canadian Business Conditions—A Chart Survey", *Scotiabank Monthly Review*, Toronto, December 1980.

Beale, Barry, *Energy and Industry*, James Lorimer and Co., Toronto, 1980.

Berkowitz, M. K., "Incentive Schemes for Encouraging Solar Heating Applications in Canada, in *Energy Policy: The Global Challenge*, Peter N. Nemetz, ed., Institut de Recherches politiques, Butterworth & Co. Ltd., Toronto, 1979.

Berndt, Ernst R., "Canadian Energy Demand and Economic Growth", in Campbell Watkins *et al.* (eds.), *Oil in the Seventies*, The Fraser Institute, Vancouver, 1977.

Berndt, Ernst R. and Katherine Morrison, "Energy, Capital and Productivity", in Joy Dunderley (ed.), *International Energy Strategies*, Proceedings of the 1979 IAEE/RFF Conference, Oelgeschlager, Gunn & Hain, Publishers, Cambridge, Mass., 1980, p. 79.

Bielenstein, H. V., L. P. Chrismas, B. A. Latour et T. E. Tibbetts, *Coal Resources and Reserves of Canada*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, Rapport ER 79-9, décembre 1979.

Bockris, J. O'M., *Energy Options: Real Economics and the Solar-Hydrogen System*, Halstead Press, John Wiley & Sons, Toronto, 1980.

Bolton, R. A. and B .C. Gregory, *Tokamak de Varennes National Facility, Executive Summary and Final Report*, Institut de recherche d'Hydro-Québec *et al.*, octobre 1980.

Booz, Allen and Hamilton, Applied Research Division, "Introduction to the Analysis of Commercialization Conditions", for United States Energy Research and Development Administration, ERDA-76-99, 1976.

Brace Research Institute, *Annual Report,* Report Number M-39, Macdonald College of McGill University, 1978-1979.

Brin, A., *Océan et Énergie*, Editions Technip, Paris, 1979.

British Columbia, British Columbia Hydro and Power Authority, *Tidal Power in British Columbia,* juin 1979.

Brooks, David B., "Economic Impact of Low Energy Growth in Canada: An Initial Analysis", Conseil économique du Canada, Discussion Paper No. 26, décembre 1978.

Brooks, David B., Zero Energy Growth for Canada, Mc Clelland and Stewart, Toronto, 1981.

Brown, T. D., *Coal Gasification and Liquefaction,* CANMET Report ERP/ERL 80-10 (OD), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, février 1980.

Budiansky, Stephen, "Bioenergy: The Lesson of Wood Burning?", *Environmental Science & Technology,* Vol. 14, No. 7, juillet 1980, p. 769-771.

Cain, B. *et al., Canadian Crude Petroleum Self-Sufficiency in Alternative Domestic and International Pricing Environments,* Documentation technique pour le Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole (inédit), Conseil économique du Canada, Ottawa, novembre 1980.

Cain, B. and H. M. Saiyed, *An Exploration of Crude Petroleum Self-Sufficiency in Alternative Canadian Demand Environments*, Documentation technique pour le Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole (inédit), Conseil économique du Canada, Ottawa, janvier 1981.

Cameron, T. A. and S. L. Schwartz, "Sectoral Energy Demand in Canadian Manufacturing Industries", *Energy Economics*, avril 1979.

Canada, Bay of Fundy Tidal Power Review Board, *Reassessment of Fundy Tidal Power*, novembre 1977.

Canada, Conseil national de recherches, *The Urgent Investment: A Long Range Plan for the National Research Council of Canada,* Ottawa, octobre 1980.

Canada, ministère de l'Agriculture, *Farm-Scale Production and Use of Fuel Alcohol—Opportunities and Problems,* Ottawa, septembre 1980.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *An Energy Policy for Canada: Phase I,* Ottawa, 1973.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, soumission sans titre présentée au Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole, 25 juin 1980f.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *An Energy Strategy for Canada: Policies for Self-Reliance*, Ottawa, 1976.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Energy in Canada, an Overview*, Rapport préparé pour l'assemblée de 1978 du Conseil exécutif international de la Conférence mondiale sur l'énergie, Ottawa, 1978.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Background to a New Energy Strategy*, Ottawa, novembre 1979b.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Canadian Oil and Gas Supply/Demand Overview,* Energy Strategy Branch, Economic and Policy Analysis, Ottawa, novembre 1979b.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Energy Information Handbook,* Energy Information Division, Energy Policy Sector, Ottawa, 1980b.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *List of Undeveloped Hydroelectric Power Sites in Canada,* Electrical Branch, Ottawa, juillet 1980c.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Renewable Energy in Remote Locations: Energy Demand and Resource Base,* Report ER80-10E, Ottawa, 1980d.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *The National Energy Program 1980,* Ottawa, 28 octobre 1980e.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Electric Power in Canada 1979*, Direction de l'électricité, Secteur de l'énergie, Ottawa, 1980a.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Energy Information Handbook*, Division de l'information sur l'énergie, Secteur de l'énergie, Ottawa, 1980b.

Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Uranium in Canada, 1979 Assessment of Supply and Requirements*, Rapport EP 80-3, Ottawa, septembre 1980c.

Canada, ministère de l'Environnement, *Images of Canadian Futures: The Role of Conservation and Renewable Energy*, Ottawa, 1976.

Canada, ministère des Finances, "The Effects of Higher Prices on Long-Run Growth", un des exposés d'une série sur les questions économiques à moyen et à long terme, novembre 1978.

Canada, Office national de l'énergie, *Canadian Oil Supply and Requirements,* Ottawa, septembre 1978.

Canada, Office national de l'énergie, *Submission by the National Energy Board to the Parliamentary Task Force on Alternative Energy and Oil Substitution,* Ottawa, décembre 1980.

Canada, Statistique Canada, *Quarterly Report on Energy Supply-demand in Canada*, catalogue 57-003 (trimestriel), Ottawa, divers numéros.

Canada, Statistique Canada, *Refined Petroleum Products,* Catalogue 45-004 (Monthly), décembre 1980, Ottawa, mars 1981.

Canadian Energy Trends (échantillon), Canadian Enerdata, Toronto, décembre 1980.

Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, mis à jour.

Cane, R. L. D., *Residential Space Heating with the Heat Pump,* Rapport No. 125, Division des Recherches sur le Bâtiment, Conseil national de recherches du Canada, Ottawa, janvier 1978.

Cane, R. L. D., *The Cost of Owning and Operating a Residential Heat Pump System in Canada*, Paper No. 905, Division des Recherches sur le Bâtiment, Conseil national de recherches, Ottawa, avril 1980.

Chapman, Stephen, "Energy: The Myth of Independence", *Atlantic,* Vol. 247, janvier 1981, p. 11.

Chappell, M., *Canadian Wind Energy Research and Development,* présentation au comité spécial de l'énergie, juillet 1980.

Ciriacy-Wantrup, S. V., *Resource Conservation: Economics and Policies,* 3rd ed., Agricultural Experimental Station, Division of Agricultural Sciences, University of California, 1968.

Clark, R. H. "Prospects for Tidal Power", Paper prepared for the Conference on Long Term Energy Resources sponsored by the United Nations Institute for Training and Research (UNITAR) à Montréal, 26 novembre-7 décembre 1979.

Conférence mondiale sur l'énergie 1980, Vols. 1-7, Munich, 8-12 septembre 1980.

Conférence mondiale sur l'énergie, commission de la conservation, *Looking Ahead to 2020,* IPC Science and Technology Press, London, 1978.

Conseil économique du Canada, *A Climate of Uncertainty,* Seventeeth Annual Review, Approvisionnements et Services, Hull, 1980.

"Conserving Energy can Damage Your Health", *The Economist,* 24 mai 1980.

"Conversion Factors Used in Oil Industry", *Petroleum Economist,* Vol. XLVII, No. 3, mars 1980, p. 140.

Cooper, Bryan (ed.), *OPEC Oil Report,* 2ème éd., Petroleum Economist, Londres, novembre 1979.

Crane, David, *A Dictionary of Canadian Economics,* Hurtig Publishers, Edmonton, 1980.

Cranstone, D. A., J. A. McIntosh and A. Azis, *Canadian Reserves of Copper, Nickel, Lead, Zinc, Molybdenum, Silver and Gold,* Mineral Bulletin MR 178, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1978.

Crowe, Bernard J., *Fuel Cells: A Survey,* Computer Sciences Corporation, prepared under contract to the National Aeronautics and Space Administration, U.S. Government Printing Office, Washington, 1973.

DAF Indal Limited, *Development, installation and testing of a wind turbine diesel hybrid,* préparé pour le ministère de l'Énergie de l'Ontario et le Conseil national de recherches, Mississauga, 1980.

Davis, M. and A. Colling, "District Heating and the Energy Policy of the European Community", *in* W. R. H. Orchard (Chairman), *Whole City Heating,* Construction Industry Conference Centre Ltd. Conference, 21 et 22 novembre 1979, Londres, p. 57.

Decker, Robert and Barbara Decker, "The Eruptions of Mount St. Helens", *Scientific American,* Vol. 244, No. 3, mars 1981, p. 68-80.

DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1980,* Dallas, novembre 1980.

"District Heating in Canada", *Modern Power and Engineering*, Vol. 73, No. 11, novembre 1979, p. 35-46.

"District Heating in Canada", *Modern Power and Engineering*, Vol. 74, No. 11, novembre 1980, p. 39-41.

Douglas, Bob, "The Line the Government Wants", *Canadian. Petroleum*, Vol. 22, No. 3, mars 1981, p. 40-43.

Dunkerley, Joy, "Energy Output Relationships: Implications for Energy Conservation", in Joy Dunkerley (ed.), *International Energy Strategies*, Proceedings of the 1979 IAEE/RFF Conference, Oelgeschlager, Gunn & Hain, Publishers, Cambridge, Mass., 1980, p. 71.

duPlessis, M. P., "Coal Conversion Research", *CIM Bulletin*, Vol. 74, No. 826, février 1981, p. 81-88.

Ellison, Anthony P., *The Effects of Rising Energy Costs on Canadian Industries*, Canadian Energy Research Institute, Calgary, avril 1979.

États-Unis, Bureau of Mines and Geological Survey, *Principles of a Resource/Reserve Classification for Minerals*, Geological Survey Circular 831, Arlington, Virginia, 1980.

États-Unis, Central Intelligence Agency, *International Energy Statistical Review*, 27 janvier 1981.

États-Unis, Council on Environmental Quality and Department of State, *The Global 2000 Report to the President: Entering the Twenty-First Century*, Vols. 1 & 2, U.S. Govt. Printing Office, Washington, 1980.

États-Unis, Department of Energy, *Environmental Development Plan for Solar Thermal Power Systems 1977*, Report No. DOE/EDP-0004, Washington, mars 1978.

États-Unis, Department of Energy (Sponsors), *The Proceedings of the Sixth International Conference on Fluidized Bed Combustion*, Atlanta, Georgia, U.S. Department of Energy Report CONF-800428, 3 vol., 9-11 avril 1980a.

États-Unis, Department of Energy, *Fossil Energy Program, Summary Document*, Document No. DOE/FE-0006, Washington, mai 1980b.

États-Unis, Department of Energy, Magnetic Fusion Energy, Program Summary Document FY 1981, Document No. DOE/ER-0059, Office of Fusion Energy, Director of Energy Research, Washington, juin 1980c.

États-Unis, Department of Energy, *Passive Solar Progress*, Report No. DOE/CS/30046-01, Washington, octobre 1980c.

États-Unis, Department of Energy, *Report on the Department of Energy Magnetic Fusion Program*, Fusion Review Panel, Energy Research Advisory Board, août 1980d.

États-Unis, Environmental Protection Agency, *Environmental, Operational and Economic Aspects of Thirteen Selected Energy Technologies*, Report EPA-600/7-80-173, Washington, septembre 1980.

États-Unis, National Research Council, *Hydrogen as a Fuel*, Hydrogen Panel, Committee on Advanced Energy Storage Systems, National Academy of Sciences, Washington, 1979.

États-Unis, Office of Technology Assessment, *Energy from Biological Processes*, Vol. 1, U.S. Government Printing Office, Washington, juillet 1980a.

États-Unis, Office of Technology Assessment, *Energy from Biological Processes*, Vol. 2, U.S. Government Printing Office, Washington, septembre 1980b.

États-Unis, Senate Committee on Energy and Natural Resources, *The Geopolitics of Oil*, Staff Report, Publication 96-119, U.S. Government Printing Office, Washington, décembre 1980.

Farkas, G. S., *District Heating—North American Versus European Style*, Shawinigan Engineering Company Ltd., Montréal, avril 1975.

Farkas, G. S. *District Heating*, Présentation au Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole, juillet 1980.

Fassbender, Linda L. and Clarence H. Bloomster, "Economics of Geothermal Fluid Transport", *Geothermal Energy Magazine*, août 1979.

Fickett, Arnold P.,"Fuel-Cell Power Plants", *Scientific American*, Vol. 239, décembre 1978, p. 70-76.

Friedenberg, Brent W., *Energy in Canada: Review and Outlook to 1995*, Canadian Energy Research Institute, Calgary, juillet 1979.

Friedenberg, W. B. and A. J. Nixon, *Prospects for Reduced Oil Consumption in Canada*, Canadian Energy Research Institute, Working Paper 80-4, mai 1980.

Friedrich, F. D., *Coal Energy for Canada*, CANMET Report ERP/ERL 78-39 (OP), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, avril 1978.

Friedrich, F. D., *Fluidized Bed Combustion—An Emerging Technology*, CANMET Report 79-39, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1980a.

Friedrich, F. D., *R,D&D in Fluidized Bed Combustion: The Coal Program for FY 1980-81 and Beyond*, CANMET Report ERP/ERL 80-39 (OP), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, avril 1980b.

Gary, Margaret, Robert McAfee Jr. and Carol L. Wolf (eds.), *Glossary of Geology*, American Geological Institute, Washington, 1972.

Gerolde, Steven (ed.), *A Handbook of Universal Conversion Factors*, 2nd printing, The Petroleum Publishing Co., Tulsa, 1977.

Gibson, Edward G., *The Quiet Sun*, Scientific and Technical Information Office, National Aeronautics and Space Administration, U.S. Government Printing Office, Washington, 1973.

Gordon, Donald and Alan Longhurst, "The Environmental Aspects of a Tidal Power Project in the Upper Reaches of the Bay of Fundy", *Marine Pollution Bulletin*, Vol. 10, février 1979, p. 38-45.

Gough, Bruce, *Passive Solar Heating in Canada: A Discussion Paper*, Report ER 79-6, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1980.

Gregory, D. P., "The Hydrogen Economy", *Scientific American*, Vol. 228, No. 1, janvier 1973, p. 17-21.

Gregory, D. P. and J. B. Pangborn, "Hydrogen Energy" in J. M. Hollander and M. K. Simmons (eds.), *Annual Review of Energy*, Vol. I, Annual Reviews Inc., Californie, 1976, p. 287.

Hand, A. J., "Blow Out Stale Air but Save Heat", *Popular Science*, Vol. 217, No. 4, octobre 1980, p. 77ff.

Hanson, J. A. and J. D. Escher, "Toward the Renewables: A Natural Gas/ Solar Energy Transition Strategy", *Proceedings of 14th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, Boston, 5-10 août 1979, Vol. I, p. 796-799.

Heap, R. D., *Heat Pumps*, Halsted, New York, 1979.

Hedlin, Menzies and Associates Ltd., *A Study of the Economic Implications of Optimal Building Insulation of District Central Heating Systems*, Research Report No. 7, Bureau de la conservation de l'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, avril 1976.

Henderson, Hazel, "Dissecting the Declining Productivity Flap", *Technological Forecasting and Social Change*, Doubleday, 1980.

Holdren, John P., "Fusion Energy in Context: Its Fitness for the Long Term", *Science*, Vol. 200, 14 avril 1978, p. 168-180 (nouveau tirage).

Holdren, John P., "Energy, Economy, Environment: Interactions and Choices", *Energy in America: Fifteen Views*, Proceedings of a conference sponsored by the Center for Study of the American Experience, University of Southern California, mai 1979, p. 57-71 (nouveau tirage).

Holdren, John P., Commentaires sur l'énergie de la fusion faits au Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole, 10 décembre 1980a.

Holdren, John P., «Renewables in the U.S. Energy Future: How Much, How Fast?» Report No. ERG-WP-80-13, Energy and Resources Group, University of California/Berkeley, préparé pour la National Conference on Renewable Energy Technologies, Honolulu, Hawaii, 7-13 décembre 1980b.

Hollands, K. G. T. and J. F. Orgill, "Potential for Solar Heating in Canada", *University of Waterloo Research Institute*, février 1977.

«How Does a Solar Cell Work?», *Science Dimension*, Vol. II, No. 1, 1979, p. 12.

Hubbert, M. King, *U.S. Energy Resources, A Review as of 1972*, a Background Paper prepared for the Committee on Interior and Insular Affairs, United States Senate, 93rd Congress, 2nd Session, Serial No. 93-40 (92-75), U.S. Government Printing Office, Washington, 1974.

Hudson, Edward A., "Economic Effects of Increased Penetration of Solar Energy», *The Energy Journal*, Vol. 1, No. 3, 1980.

Hunt, John M., *Petroleum Geochemistry and Geology* W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1979.

Hydrogen as a Fuel, Committee on Advanced Energy Storage Systems, Energy Engineering Board, Assembly of Engineering, National Research Council, National Academy of Sciences, Washington, D.C., 1979.

James F. MacLaren Ltd., *A Study of the Potential Industrial Use of District Heating*, Report No. 8, Bureau de la conservation d'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, décembre 1976.

James, J. W., "Some Observation on District Heating in Europe", Report No. 75065, Design and Development Division, Ontario Hydro, Toronto, décembre 1975.

Jansson, B. *et al.*, "Energy Conservation through Use of the Underground", Technical Papers, Vol. 1B, 11e Conférence mondiale sur l'énergie, 8-12 septembre 1980, Munich, p. 489-509.

Jessop, Alan, *Geothermal Energy from Sedimentary Basins*, Geothermal Series No. 8, Service de géothermie, Direction de la physique du globe, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1976.

Jessop, Alan, "The Role of Non-Conventional Energy Resources: Geothermal", in *The Canadian Energy Situation in 1990 and Beyond*, Proceedings of the Canadian National Energy Forum, Canadian National Committee of the World Energy Conference, Halifax, 4-5 avril 1977.

Joskow, Paul L. and Robert S. Pindyck, "Those Subsidized Energy Schemes", *Wall Street Journal*, lundi, 2 juillet 1979.

Kelley, J. J. and R. Hagler, "Storage, Transmission and Distribution of Hydrogen", *Hydrogen Energy System-Proceedings of 2nd World Hydrogen Energy Conference*, Vol. 1, Zurich, Switzerland, 21-24 août 1978, p. 26.

Kellogg, W. W., "Is Mankind Warming the Earth?", *Bulletin of the Atomic Scientists*, Vol. 32, No. 2, février 1978, p. 10-19.

Kelly, J. H. and R. Hagler, "Storage, Transmission and Distribution of Hydrogen", *Hydrogen Energy System — Proceedings of 2nd World Hydrogen Energy Conference*, Zurich, Suisse, 21-24 août 1978, Vol. 1, p. 26.

Kelly, J. F., *Coal Liquefaction — A Technical Perspective*, CANMET Report ERP/ERL 80-67 (R), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, février 1980.

Kelly, J. F., "Coal Liquefaction in Canada — the CANMET Program", *CIM Bulletin*, Vol. 74, No. 826, février 1981, p. 72-80.

Kempling, J. C., "Upgrading Heavy Crude", Imperial Oil Research & Development Symposium, Sarnia, Ontario, 17 septembre 1980.

Kernan, G. and J. Brady, "Economic Evaluation of Heat Pumps", *Energy Research*, Vol. 1, 1977, p. 115-125.

Kestin, Joseph (ed.-in-chief), *Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy*, préparé sous contrat pour le U.S. Department of Energy, Division of Geothermal Energy, U.S. Government Printing Office, Washington, mars 1980.

Killian, H. J., G. L. Dugger, and J. Grey (eds.), *Solar Energy for Earth*, American Institute of Aeronautics and Astronautics, 21 avril 1975, New York.

Knight, H. G., J. D. Daniel and R. E. Stein (eds.), *Ocean Thermal Energy Conversion: Legal, Political & Institutional Aspects*, Lexington Books, Mass., 1977.

Kovarik, T., C. Pipher and J. Hurst, *Wind Energy*, Domus Books, Northbrook, Illinois, 1979.

Kral, Paul, "Energy and Economic Development: A Close Look at Inter-Country Comparisons", *Natural Resources Forum*, No. 4, 1980, p. 239-257.

Kusuda, T. (ed.), *Underground Heat and Chilled Water Distribution Systems*, Proceedings of a Symposium and Underground Heat and Chilled Water Distribution Systems held 26-27 November 1973, U.S. Department of Commerce, Washington, D.C., mai 1975.

"Laser Fusion", *Energy and Technology Review,* Lawrence Livermore Laboratory, University of California/Livermore, août 1977.

Laser Fusion, Book Two, Lawrence Livermore National Laboratory, University of California/Livermore, mai 1980.

Law, Charles, "Hydrogen Supply May Not Meet Demand", *Canadian Petroleum,* Vol. 22, No. 3, mars 1981, p. 61-63.

Lecomber, Richard, *The Economics of Natural Resources,* John Wiley & Sons, New York, 1979.

Lee, G. K. *et al.,* "An Overview of Coal Activities at the Canadian Combustion Research Laboratory", *CIM Bulletin,* Vol. 73, No. 822, octobre 1980, p. 62-64.

Lee, W., J. Mazuik, V. W. Weekman, Jr. and S. Yurchak, "Catalytic Conversion of Alcohols to Gasoline by the Mobil Process", in *Energy from Biomass and Wastes IV,* Symposium held under the auspices of the Institute of Gas Technology, Lake Buena Vista, Florida, 21-25 janvier 1980, p. 721-745.

Leeds, Michael W. and Jill Evensizer, *A Market Survey of Geothermal Wellhead Power Generation Systems—Final Report, March 1979,* Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, préparé sous contrat pour U.S. Department of Energy, U.S. Government Printing Office, Washington, avril 1979.

Leigh, J. *et al., Site Specific Analysis of Geothermal Development,* Volume 1—Summary Report, MITRE Corporation, préparé sous contrat pour le U.S. Department of Energy, U.S. Government Printing Office, Washington, février 1979.

Le Roy, R. L., "Hydrogen in Canada's Energy Future", *Metallurgical Society of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy: Annual Volume, 1978,* p. 1-10.

Leslie, J. R., "Heat Pumps", *The Nuclear Option for Canada, The Renewable Energy Resources,* ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Rapport ER-77-2, Ottawa, 1977, p. 75-80.

Lindström, O., T. Nilsson, M. Bursell, C. Hörnell, G. Karlsson, C. Sylwan and B. Ahgren, "Utility Fuel Cells for Biomass Fuels", *Proceedings of the 14th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference,* Boston, 5-10 août 1979, p. 1178-1184.

Love, Peter and Ralph Overend, *Tree Power: An Assessment of Forest Biomass in Canada,* Direction des énergies renouvelables, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1978.

Lovins, Amory B., *World Energy Strategies: Facts, Issues, and Options,* Harper & Row, New York, 1980 (nouveau tirage).

Lucas, N. J. D. (ed.), *Local Energy Centres,* Applied Science Publishers Ltd., Londres, 1978.

Lunin, G. *et al.,* "The CANMET Hydrocracking Process: Upgrading of Cold Lade Heavy Oil", *Chemistry in Canada,* Vol. 33, No. 3, mars 1981, p. 17-21.

Lynch, F. E. and E. Snaps, "The Role of Metal Hydrides in Hydrogen Storage and Utilization", *Hydrogen Energy Systems—Proceedings of 2nd World Hydrogen Energy Conference,* Vol. 3, Zurich, Suisse 21-24 août 1978, Vol. 3, p. 1480.

Mackenzie-Kennedy, C., *District Heating—Thermal Generation and Distribution,* Pergamon Press, Willowdale, 1979.

Maniscalco, J. *et al., Civilian Applications of Laser Fusion,* Lawrence Livermore Laboratory, University of California/Livermore, 14 août 1978.

Mathers, David E., "Methanol, the Other Alcohol; Its Production and Use", in *Proceedings—CANPAC '80,* the First Canadian National Power Alcohol Conference 1980, Winnipeg, 19-20 juin 1980, p. XXII-1—XXII-11.

McPherson, Beth, *Hot Water from the Sun—A Consumer Guide to Solar Water Heating,* United States Department of Housing and Urban Development and the Department of Energy, Washington, D.C.

Middleton Associates, *Report to the House of Commons Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution* (inédit), Toronto, novembre 1980.

MLM Ground-Water Engineering, *Applicability of Ground-Water Source Heat Pumps in Western Canada,* préparé pour le Conseil national de recherches, Division des Recherches sur le Bâtiment, Ottawa, juillet 1979.

Montreal Engineering Company, *Coal-Oil Combustion Study,* Final Report CEA 77-56, Association canadienne de l'électricité, 1979.

Munn, R. E., D. Mackay and M. Havas, *Atmospheric and Related Impacts of Coal Utilization,* paper prepared for UNEP/Beijer Institute Workshop on Environmental Implications and Strategies for Expanded Coal Utilization, Moscow, 6-10 octobre 1980.

Nations-Unies, Département des affaires économiques et sociales internationales, *World Energy Supplies,* Statistical Papers, Series J, divers numéros.

Nations-Unies, Programme de l'environnement, *The Environmental Impacts of Productions and Use of Energy,* Energy Report Series ERS-7-80, Nairobi, août 1980.

Nemetz, Peter (ed.), *Energy Policy: The Global Challenge,* Institut de Recherches politiques, Toronto, 1979.

"NS Power orders Straflo turbine for Annapolis tidal power project", *Modern Power and Engineering,* août 1980, p. 28-29.

Orchard, W. R. H. (Chairman), *Whole City Heating,* Construction Industry Conference Centre Ltd., Conférence tenue les 21 et 22 novembre 1979, Londres.

Otte, Carel, "Developing Our Geothermal Energy", *Engineering and Science,* California Institute of Technology, mars-april 1979.

Parkin, J. H., "Wallace Rupert Turnbull, 1870-1954, Canadian Pioneer of Scientific Aviation", *Canadian Aeronautical Journal,* Vol. 2, No. 2, février 1956, p. 45.

Particle-Beam Fusion Research Facilities at Sandia National Laboratories, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Nouveau-Mexique, juillet 1980.

Patterson, J. N., "The Future Role of Hydrogen Fuel in an Electrical Society", University of Toronto Institute of Aerospace Studies, UTIAS Report #241, Toronto, 1979.

"Peat Facts", preface to *Preliminary Release of the Newfoundland and Labrador Peat Ressources Seminar,* Memorial University, Saint-Jean, 21-22 septembre 1977.

Pedde, Lawrence D. *et al., Metric Manual,* Bureau of Reclamation, U.S. Department of the Interior, U.S. Government Printing Office, Washington, 1978.

Pindyck, Robert S., "Higher Energy Prices and Economic Growth", in Joy Dunkerley (ed.), *International Energy Strategies,* Proceedings of the 1979 IAEE/RFF Conference, Oelgeschlager, Gunn & Hain, Publishers, Cambridge, Mass., 1980, p. 113.

Post, R. F. and J. L. Emmett, "Fusion Power Research in Canada—Some Comments", présentation au Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole, 10 décembre 1980.

Powrie, T. L., *Energy Policy and the Balance of Payments: An Outline of the Issues,* Canadian Energy Research Institute, Study No. 6, Calgary, juillet 1979.

Press, Frank and Raymond Siever, *Earth,* 1st and 2nd eds., W. H. Freeman and Company, San Francisco, 1974 et 1978.

Princeton Plasma Physics Laboratory, *Annual Report,* Report No. PPPL-Q-36, Princeton University, Princeton, New Jersey, janvier 1980.

"Producing Fuel With Sunbeams", *Newsweek,* 14 janvier 1980, p. 56-57.

Proske, C., "Energy Conservation by Elastic Storage in Kangaroos", *Endeavour,* Vol. 4, No. 4 (New Series), 1980, p. 148-153.

Ramain, P., "District Heating and Economic Analysis—the French Case", *Energy Economics,* juillet 1980, p. 154-160.

Ranney, M. W., *Oil Shale and Tar Sands Technology—Recent Developments,* Noyes Date Corporation, Park Ridge, N.J., 1979.

Reardon, P. J., "Presentation to the Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution", Princeton University Plasma Physics Laboratory, Princeton, New Jersey, 2 octobre 1980.

Reed, Tom and Becky Bryant, *Densified Biomass: A New Form of Solid Fuel,* Solar Energy Research Institute, Golden, Colorado, juillet 1978.

Reilly, J. J. and G. D. Sandrock, "Hydrogen Storage in Metal Hydrides", *Scientific American,* Vol. 242, No. 2, février 1980, p. 118-129.

"Review and Forecast 1981", *Oilweek,* Vol. 32, No. 1, 9 février 1981.

Riva Joseph P. Jr. and James F. Mielke, *Energy from Geothermal Resources,* 2nd ed., prepared for the Committee on Science and Technology, U.S. House of Representatives, 95th Congress, 2nd Session, by the Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, juin 1978.

Rosenberg, Nathan, "Historical Relations Between Energy and Economic Growth", in Joy Dunkerley (ed.), *International Energy Strategies,* Proceedings of the 1979 IAEE/RFF Conference, Oelgeschlager, Gunn & Hain, Publishers, Cambridge, Mass., 1980, p. 55.

Sandori, P., "Heat Pumps in Residential Buildings", *Canadian Architect,* Vol. 23, septembre 1978, p. 51-53.

Sassin, Wolfgang, "Energy", *Scientific American,* Vol. 243, No. 3, septembre 1980, p. 118-122, 127-132.

Scotia Liquicoal Limited, *Brief Presented by Scotia Liquicoal Limited to the Senate (sic). Special Committee on Alternate Energy and Oil Substitution,* Halifax, Nouvelle-Écosse, 15 septembre 1980.

Scott, Anthony, *Natural Resources, The Economics of Conservation,* McClelland and Stewart, Toronto, 1973.

Selected Articles on Magnetic Fusion Energy from Energy & Technology Review, Lawrence Livermore Laboratory, University of California/Livermore, 1979.

Sewell, W. R. D., *A Report on the International Symposium on Non-Technical Obstacles to the Use of Solar Energy, 20-22 May 1980,* préparé pour le Bureau de la conservation et des énergies renouvelables, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 10 juin 1980.

Shick, W. L. and Jones, R. A., "The Illinois Lo-Cal House", *Council Notes,* Small Homes Building Research Council, University of Illinois at Urbana-Champaign, Vol. 1, No. 4, mars 1976 (cité dans Gough, 1980).

Sivard, Ruth Leger, *World Energy Survey,* World Priorities, Inc., Leesburg, Virginia, 1979.

Slagorsky, Z. Charles; *Energy Use in Canada in Comparison with Other Countries,* Study No. 8, Canadian Energy Research Institute, Calgary, octobre 1979.

Slesser, Malcolm, *Energy in the Economy,* St. Martin's Press, New York, 1978.

Smith, Auld and Associates Ltd., *Some Administrative and Jurisdictional Aspects of District Heating,* Bureau de la conservation de l'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, Rapport de recherche No. 11, décembre 1976.

Solartech Limited, *Evacuated Tube Collectors*, Mississauga, Ontario.

Solar Technology Today, Electric Power Research Institute, Palo Alto, Californie, mars 1980.

Sorenson, Jean, "Which Way To Vancouver Island", *Canadian Petroleum*, Vol. 22, No. 3, mars 1981, p. 34, 36-37.

Souther, J.G., "Geothermal Potential of Western Canada", in *Proceedings of the Second United Nations Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources*, Volume I, San Francisco, 20-29 mai 1975.

Steward, F. R., "Energy Consumption in Canada since Confederation", *Energy Policy*, Vol. 6, No. 3, septembre 1978, p. 239-245.

Stobaugh, Robert and Daniel Yergin (eds.), *Energy Future: Report of the Energy Project of the Harvard Business School*, Random House, New York, 1979.

Stock, Francine, "Geothermal prospects", *Petroleum Economist*, février 1981, p. 66-68.

Stricker, S., *The Role of Heat Pumps in a Changing Energy Supply and Cost Save*, Ontario Hydro Research Division, Toronto, présentation au Comité spécial sur l'énergie de remplacement du pétrole, 29 juillet 1980.

Swiss, M., "Coal Liquefaction—A Look at Recent Work", *Mining Magazine*, février 1980, p. 159-165.

Taylor, G. W., *Liquid Fuels from Canadian Coals*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, CANMET Report 79-13, juin 1979.

"The Aluminum-Air Battery for Electric Vehicles: An Update", *Energy and Technology Review*, novembre 1980, p. 1-10.

The Mirror Fusion Test Facility, Lawrence Livermore Laboratory, University of California/Livermore, décembre 1978.

"The New Glow in Solar Electricity", *Dun's Review*, Vol. 116, No. 5, novembre 1980, p. 90, 95-96.

"The Nova laser fusion facility", *Energy and Technology Review*, Lawrence Livermore National Laboratory, décembre 1980, p. 1-14.

The Princeton University Plasma Physics Laboratory: An Overview, Plasma Physics Laboratory, Princeton University, Princeton, New Jersey, octobre 1979.

The Rance's Tidal Power Station, Électricité de France, sans date.

"The Sun on a Semiconductor", *ERPI Journal*, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, mars 1978, p. 20-25.

Thurow, Lester C., *The Zero-sum Society*, Basic Books Inc., New York, 1980.

"Tide turns for Chinese power", *New Scientist*, Vol. 89, No. 1236, 15 janvier 1981, p. 148.

TransCanada PipeLines, *Annual Report, 1978*.

Van Nostrand's Scientific Encyclopedia, 4th ed., D. Van Nostrand Company, Toronto 1968.

van Velzen, D. and H. Langenkamp, "Thermochemical Hydrogen Production by the Mark-13 Process: A Status Report", *Proceedings of 14th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, Boston, 3-10 août 1979, p. 783-789.

Waddington, Daryll G., *The Canadian Balance of Payments to the Year 2000*, Banque Royale, novembre 1979.

Webb, Michael and Martin J. Ricketts, *The Economics of Energy*, MacMillan Press Ltd., Londres, 1980.

Westcoast Transmission Company, *Annual Report, 1979*.

Whaley, H., *The Canadian Coal-Oil Mixture Program*, CANMET Report ERP/ERL 80-11(J), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, avril 1980.

Wilkinson, B. W. and B. L. Scarfe, "The Recycling Problem", in Ontario Economic Council, *Energy Policies for the 1980s*, Vol. 1, Toronto, 1980.

Williams, J. D., *Solar Energy Technology and Applications, Ann Arbor, Michigan, 1977*.

Williams, R. M., "Uranium", *in Canadian Minerals Yearbook 1978* (prétirage), ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1980.

Willson, Bruce F., *The Energy Squeeze: Canadian Policies for Survival*, James Lorimer & Company, Toronto, 1980.

Wilson, Carroll L. (Project Director), *Coal—Bridge to the Future*, Report of the World Coal Study, Ballinger Publishing, Cambridge, Mass., 1980a.

Wilson, Carroll L. (Project Director), *Future Coal Prospects: Country and Regional Prospects*, Report of the World Coal Study, Ballinger, Cambridge, Mass., 1980b.

Wyllie, Peter J., *The Dynamic Earth: Textbook in Geosciences*, John Wiley & Sons, Toronto, 1971.

Yaverbaum, L., *Fluidized Bed Combustion of Coal and Waste Materials*, Noyes Data Corp., Energy Technology Review No. 15, Park Ridge, N.J., 1977.

Zwartendyk, J., *What is "Mineral Endowment" and How Should We Measure It?* Mineral Bulletin MR 126, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1972.

Annexes

ANNEXE A

Unités et formules de conversion

LE SYSTÈME INTERNATIONAL D'UNITÉS

Un nouveau système d'unités est actuellement en cours d'implantation à l'échelle mondiale. Ce système de mesure, le plus précis jamais élaboré, est appelé Système international d'unités et s'abrège officiellement en SI (pour Système international) dans toutes les langues. Établi lors de la 11e conférence générale des poids et mesures en 1960, le SI est conçu pour servir de base à une normalisation globale des mesures.

En janvier 1970, le gouvernement canadien a présenté son Livre blanc sur la conversion métrique qui fut suivi en avril 1971 par l'adoption de la Loi des poids et mesures. On a créé en juin 1971 la Commission du système métrique et fixé au 1er janvier 1979 la date limite d'utilisation exclusive du SI. Bien que cet objectif n'ait pas été pleinement réalisé, au début de la décennie 1980, le Canada se trouve néanmoins résolument engagé sur la route de la conversion au SI.

Le SI, même s'il est fondé sur le système décimal des multiples de dix n'est pas identique au système métrique puisqu'il exclut de nombreuses unités métriques tombées en désuétude et qu'il incorpore quelques unités, telles que la seconde, qui ne sont pas métriques. Les unités SI ont été divisées en trois classes: (1) les unités de base, (2) les unités supplémentaires et (3) les unités dérivées. Les unités de base et supplémentaires ont été adoptées par l'Organisation internationale des poids et mesures lors de ses 10e (1954) et 11e (1960) conférences générales. Les unités dérivées sont formées de relations algébriques entre les unités de base, les unités supplémentaires et les autres unités dérivées. Le tableau A-1 indique les unités SI de base et supplémentaires alors que le tableau A-2 énumère les principales unités dérivées.

Tableau A-1: UNITÉS SI DE BASE ET SUPPLÉMENTAIRES

Quantité	Nom	Symbole
UNITÉS DE BASE		
Longueur	mètre	m
Masse	kilogramme	kg
Temps	seconde	s
Courant électrique	ampère	A
Température thermodynamique	kelvin[a]	K
Quantité de matière	mole	mol
Intensité lumineuse	candela	cd
UNITÉS SUPPLÉMENTAIRES		
Angle plan	radian	rad
Angle solide	steradian	sr

[a] Bien que l'unité SI de température thermodynamique soit le kelvin, l'échelle Celsius continuera d'être communément employée pour les mesures de température. L'utilisation de l'échelle Kelvin est généralement strictement limitée au travail scientifique.

Source: Pedde *et al* 1978, p. 2.

Tableau A-2: UNITÉS SI DÉRIVÉES COMMUNÉMENT EMPLOYÉES

Quantité	Unité	Symbole
Surface	mètre carré	m^2
Volume	mètre cubic	m^3
Densité	kilogramme par mètre cube	kg/m^3
Energie	joule	J
Puissance	watt	W
Pression	pascal	Pa
Vitesse, vélocité	mètre par seconde	m/s
Accélération	mètre par seconde au carré	m/s^2
Densité de flux thermique	watt par mètre carré	W/m^2
Fréquence	hertz	Hz

L'ensemble SI tient compte d'une poursuite de l'utilisation de certaines unités non-SI. Une fois encore,

nous ne nous arrêtons qu'aux exemples les plus fréquents. L'hectare (ha) remplace généralement l'acre comme mesure de surface de terre et d'eau alors que le mètre carré est l'unité SI préférée pour les autres mesures de surface. Bien que la seconde soit l'unité SI de base pour le temps, d'autres unités telles que l'heure (h), le jour (d) et l'année (a) continueront d'être employées. Les degrés Celsius (°C) continueront d'indiquer communément les températures alors que les températures kelvin seront généralement reléguées au domaine scientifique. Malheureusement, il existe maintenant trois noms pour décrire la même quantité de masse, 1000 kilogrammes—la tonne métrique (t), la tonne (t) et le mégagramme (Mg ou un million de grammes). Même si le mégagramme est l'expression SI correcte, elle ne bénéficie pas d'une utilisation très répandue et la «tonne» semble devoir prévaloir dans les documents canadiens. Pour cette raison, nous avons préféré ne pas exprimer la masse en mégagrammes dans notre rapport.

PRÉFIXES SI

Nombre des unités SI avec lesquelles nous travaillons sont de toutes petites mesures. Le pascal, par exemple, représente une toute petite pression équivalant environ à celle d'un billet de $1 posé à plat sur une surface. Par comparaison, la presssion atmosphérique au niveau de la mer se situe normalement entre 95,000 et 15,000 pascals. Pour éviter l'expression encombrante de quantités très grandes et très petites, l'ensemble SI comporte un système de multiples décimaux représentés par des préfixes qui sont ajoutés au nom de l'unité. Ainsi, la pression atmosphérique devient quelque 95 à 105 *kilo*pascals, la capacité de production de Churchill Falls au Labrador est exprimée en 5,225 *méga*watts et l'exportation d'électricité du Canada vers les États-Unis en 1980 a correspondu à 30,180 *giga*wattheures d'énergie. Le tableau A-3 présente la liste complète des préfixes d'unité SI et donne des exemples de leur emploi.

UNITÉS ET FACTEURS DE CONVERSION

Les facteurs de conversion suivants sont soit exacts soit corrects pour les quatre premiers chiffres.

Distance

1 pied = 0.3048 mètre
1 mètre = 3.281 pieds
1 mille anglais = 1.609 kilomètre
= 0.8690 mille marin international
1 mille marin international = 1.151 mille anglais
= 1.852 kilomètre
1 kilomètre = 0.6214 mille anglais
= 0.5399 mille marin international

Tableau A-3: PRÉFIXES D'UNITÉS SI

Facteur de multiplication		Préfixe et symbole		Exemple et symbole	
1 000 000 000 000 000 000	= 10^{18}	exa	E	exajoules	EJ
1 000 000 000 000 000	= 10^{15}	péta	P	pétajoules	PJ
1 000 000 000 000	= 10^{12}	téra	T	térawatts	TW
1 000 000 000	= 10^{9}	giga	G	gigawatthours	Gwh
1 000 000	= 10^{6}	méga	M	mégalitres	Ml
1 000	= 10^{3}	kilo	k	kilopascals	kPa
100	= 10^{2}	hecto	h		
10	= 10^{1}	déca	da	[a]	
0.1	= 10^{-1}	déci	d		
0.01	= 10^{-2}	centi	c		
0.001	= 10^{-3}	milli	m	millimètres	mm
0.000 001	= 10^{-6}	micro	μ	microgrammes	μg
0.000 000 001	= 10^{-9}	nano	n	nanoseconds	ns
0.000 000 000 001	= 10^{-12}	pico	p	picohertz	pHz
0.000 000 000 000 001	= 10^{-15}	femto	f	femtofarads	fF
0.000 000 000 000 000 001	= 10^{-18}	atto	a	attocoulombs	aC

[a] Sauf pour les références non techniques au «centimètre», l'utilisation de ces quatre préfixes est évitée dans la plupart des circonstances.

Source: D'après Pedde *et al*, 1978, p. 10.

Surface

1 pied carré = 0.09290 mètre carré
1 mètre carré = 10.76 pieds carrés
1 mille carré = 640 acres
= 2.590 kilomètres carrés
= 259.0 hectares
1 kilomètre carré = 0.3861 mille carré
= 100 hectares
= 247.1 acres
1 acre = 0.4047 hectare
1 hectare = 2.471 acres

Volume

1 pied cube = 0.02832 mètre cube
1 mètre cube = 35.31 pieds cubes
= 6.290 barils américains
= 1,000 litres
1 baril américain = 42 gallons américains
= 34.97 gallons impériaux
= 0.159 mètre cube
= 159.0 litres
1 gallon américain = 3.785 litres
1 gallon impérial = 4.546 litres

Masse

1 tonne forte = 2,240 livres
= 1.12 tonne courte
= 1.016 tonnes
1 tonne courte = 2,000 livres
= 0.8929 tonne forte
= 0.9072 tonne
1 tonne = 2,205 livres
= 1.102 tonne courte
= 0.9842 tonne forte
= 1,000 kilogrammes
= 1 mégagramme
1 livre = 0.4536 kilogramme
1 kilogramme = 2.205 livres

Énergie

1 British thermal unit = 1,054 joules
1 kilowattheure = 3,412 British thermal units
= 3,600,000 joules
1 quad = 1 mille billions de British thermal units
= 10^{15} British thermal units
= 1,054 pétajoules
= 1,054 x 10^{15} joules

Puissance

1 kilowatt = 3,600,000 joules/heure
= 1.341 cheval-vapeur impérial
1 cheval-vapeur impérial = 745.7 watts
1 British thermal unit/heure = 0.2931 watt

TEMPÉRATURE

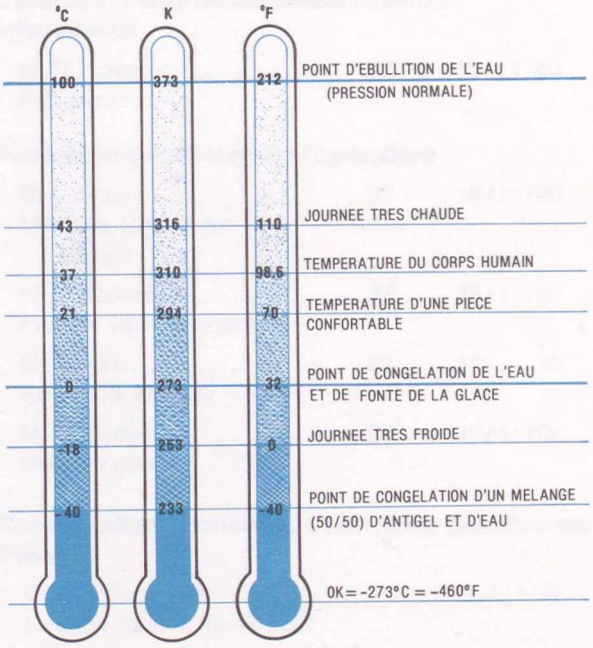
La température est cette propriété des systèmes qui détermine s'ils sont en équilibre thermodynamique, deux systèmes se trouvant en équilibre lorsque leurs températures (mesurées sur la même échelle) sont égales. La température peut être spécifiée de diverses manières arbitraires et empiriques fondée sur des changements de volume, de longueur, de résistance électrique, etc. Il n'est pas surprenant de constater que l'on a élaboré une intéressante diversité d'échelles de température parmi lesquelles nous n'en mentionnerons que trois. Les échelles Fahrenheit, Celsius (centigrade) et Kelvin. La correspondance entre ces trois échelles est illustrée à la figure A-1, les relations mathématiques étant les suivantes:

$$F = \frac{9C}{5} + 32$$

$$C = \frac{5}{9}(F-32)$$

$$K = C + 273.16$$

Figure A-1: COMPARAISON DES ÉCHELLES DE TEMPÉRATURE FAHRENHEIT, CELSIUS ET KELVIN



Source: D'après Pedde *et al.*, 1978, p. 4.

Bien que le système SI ait adopté l'échelle Kelvin, son usage est néanmoins limité aux questions scientifiques et la plupart des températures sont mesurées en degré Celsius. Le zéro de l'échelle Kelvin (−273.16°C) est l'expression du *zéro absolu de température,* la troisième loi de la thermodynamique nous disant qu'il est impossible d'amener un système au zéro absolu (c'est-à-dire à un état caractérisé par l'absence complète de chaleur).

DENSITÉ RELATIVE DU PÉTROLE

La densité relative de n'importe quel liquide est le rapport de la densité de ce liquide et de la densité de l'eau, telle que mesurée à une température de 4°C. Si la densité relative d'un liquide est inférieure à un, ce liquide flottera sur l'eau, si elle est supérieure à un il coulera. Les pétroles bruts ont une densité relative qui se trouve généralement entre 0.80 et 0.97, ce qui correspond à 8.0 à 6.6 barils par tonne. Si l'on prend une moyenne mondiale approximative de la densité relative de tous les pétroles bruts produits, une tonne de brut correspond à 7.3 barils environ.

Dans l'industrie pétrolière, toutefois, la densité relative du pétrole est normalement exprimée en degrés de densité API (American Petroleum Institute). Dans ce système de mesure, le pétrole de faible densité relative a une forte densité API et, tous autres facteurs égaux par ailleurs, plus la densité API est élevée, plus le pétrole a de valeur. La formule de calcul de la densité API est

$$°\text{API} = \frac{141.5}{\text{densité relative } 60°} - 131.5$$

où le diviseur est la densité relative d'un pétrole de 60° de densité API mesuré à 60°F (15.6°C). Le tableau suivant montre les équivalences entre la densité API et la densité relative.

Tableau A-4: L'ÉQUIVALENCE ENTRE LA DENSITÉ API ET LA DENSITÉ RELATIVE

Degré de densité API	Densité relative	Barils/tonne
0	1.076	5.86
10	1.000	6.30
15	0.9659	6.53
20	0.9340	6.75
26	0.8984	7.02
30	0.8762	7.19
36	0.8448	7.46
40	0.8251	7.64
46	0.7972	7.91
50	0.7796	8.09
60	0.7389	8.53

Source: Hunt, 1979, p. 544.

La plupart des pétroles bruts se situent entre 25° et 40° API de densité. La production de pétroles bruts classiques du Canada arrive en moyenne un peu au-dessus de 35° API. Le pétrole lourd Lloydminster vaut environ 16° et le bitume Athabasca environ 8 à 9° API.

ANNEXE B

Témoins et intervenants qui ont participé aux audiences publiques

Liste des témoins et des intervenants qui ont paru devant le Comité spécial indiquant le domaine dans lequel le témoignage a été produit.

TÉMOINS QUI ONT COMPARU AU COURS DES AUDIENCES PUBLIQUES

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Agriculture Canada		
M. R.D. Hayes Ingénieur en énergie Institut de recherches techniques et statistiques	25	12/11/80
Dr E.J. LeRoux Sous-ministre adjoint Direction générale de la recherche Président du Comité interdirectionnel sur l'énergie	25	12/11/80
Dr B. Perkins Directeur Direction de l'analyse et du développement régional Direction générale du développement régional et des affaires internationales	25	12/11/80
M. P.W. Voisey Directeur Institut de recherches techniques et de statistiques	25	12/11/80
Association des ingénieurs-conseils du Canada		
M. D. Farlinger Président Comité permanent de l'énergie	29	20/11/80
M. J.L. Greer Ancien président Comité permanent de l'énergie	29	20/11/80
M. I.W. McCaig Président Sous-comité des ressources énergétiques	29	20/11/80
M. K.A. McLennan Président	29	20/11/80
M. O. Scudamore Membre, Sous-comité des ressources énergétiques	29	20/11/80
Énergie atomique du Canada Ltée		
Dr M. Hammerli Chef de section, Électrochimie Direction générale de la chimie générale	6	16/07/80
Canadian Energy Development Systems International		
M. D.A. Henry Président	28	19/11/80
Fédération canadienne de l'agriculture		
Dr L. Emery Membre, Comité sur l'énergie	27	18/11/80
M. G. Flaten Premier vice-président	27	18/11/80
M. D. Kirk Secrétaire exécutif	27	18/11/80
M. D. Knoerr Membre exécutif	27	18/11/80
Comité national canadien, Conférence mondiale sur l'énergie		
Dr E.P. Cockshutt Membre du Comité exécutif	24	05/11/80
Dr J.S. Foster Président	24	05/11/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Canadian Renewable Energy News		
M. J. Passmore Rédacteur en chef, actualité et nouvelles internationales	9	30/07/80
Canadian Solar Industries Association		
M. R. Davies Président	28	19/11/80
M. A. Gatrill Directeur exécutif	28	19/11/80
M. J. Ramsden Trésorier	28	19/11/80
Institut de Chimie du Canada		
Dr W. Schneider Membre de l'Institut	23	04/11/80
Coal Association of Canada		
M. G.T. Page Président	27	18/11/80
Co-generation Associates Limited		
M. A. Juchymenko Président	10	31/07/80
Coreco Incorporated		
M. Daniel Crevier Président	11	04/09/80
Duomo Import Limited		
M. S. Verrie Président	12	05/09/80
M. M.S. Werger Secrétaire	12	05/09/80
Conseil économique du Canada		
Mme Bobbi Cain Economiste de recherche	9 26	30/07/80 13/11/80
Dr P. Cornell Conseiller général	9	30/07/80
M. D. Paproski Directeur Dix-septième exposé	9	30/07/80
Dr R. Preston Directeur, Projet de recherche Candide	9 26	30/07/80 13/11/80
Dr D.W. Slater Président	26	13/11/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources		
M. B. Cook Conseiller technique Bureau de recherche de l'énergie et du développement	31	02/12/80
Dr P.J. Dyne Directeur Bureau de recherche de l'énergie et du développement	6 31	16/07/80 02/12/80
Dr A. Jessop Chef, Groupe sur les études géothermiques	26	13/11/80
L'honorable Marc Lalonde Ministre	30	25/11/80
Dr K. Whitham Sous-ministre adjoint, Direction générale des économies d'énergie et substituts du pétrole	1	25/06/80
Energy Probe		
Dr D. Brooks Coordinateur, Bureau d'Ottawa	22	30/10/80
Environnement Canada		
M. R.H. Clark Conseiller principal en ingénierie Direction générale des eaux intérieures	5	15/07/80
M. J. Labuda Chef Direction générale de l'assainissement de l'air et des combustibles Service de la protection de l'environnement	26	13/11/80
Dr D. McKay Direction des réalisations climatologiques Service de l'environnement atmosphérique	26	13/11/80
M. R.J. Neale Directeur, Programme ENFOR Service canadien des forêts	26	13/11/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
M. D.L. Robinson Conseiller scientifique principal Service de la conservation de l'environnement	26	13/11/80
Dr E.F. Roots Conseiller scientifique	26	13/11/80
M. J.B. Seaborn Sous-ministre	26	13/11/80
F.T. Fisher's Sons Limited		
M. S.T. Fisher	11	04/09/80
Les Amis de la Terre		
Mme H. Lajambe Chercheur	10	31/07/80
M. J. Robinson Chercheur	10	31/07/80
M. R. Torrie Chercheur	10	31/07/80
Gaz Métropolitain Inc.		
M. J. Baladi Vice-président Groupe d'exploitation et d'expansion	11	04/09/80
M. Pierre Noël Economiste	11	04/09/80
M. R. Noël Vice-président, Commercialisation	11	04/09/80
M. Jean-François Villion Directeur, Planification générale	11	04/09/80
Huron Ridge Limited		
M. N.J. McGregor	34	09/12/80
ICG Scotia Gas Limited		
M. M.G. Meacher Vice-président et directeur général	19	24/09/80
M. H. Smith Conseiller juridique	19	24/09/80
Imperial Oil Limited		
M. W.A. Bain Directeur, Études sur l'énergie Services de planification interne	9	30/07/80
M. D.J. Cameron Directeur, Énergie renouvelable Services de planification interne	9	30/07/80
Institute of Man and Resources		
M. B. Brandon Coordonnateur de projet Énergie du bois	20	25/09/80
M. A. Wells Directeur exécutif	20	25/09/80
M. W. Zimmerman Directeur de la recherche	20	25/09/80
Inter-City Gas Corporation		
M. P. Ashton Conseiller	29	20/11/80
M. H.C. Coppen Vice-président	29	20/11/80
M. N.J. Didur Vice-président du groupe	29	20/11/80
Jacques A. Khouri et associés		
M. J.A. Khouri Président	14	09/09/80
Lawrence Livermore National Laboratories, California, U.S.A.		
Dr J. Emmett Directeur adjoint, Programme de la fusion au laser	35	02/12/80
Dr R. Post Sous-directeur adjoint, Physique de l'énergie par la fusion magnétique	35	02/12/80
Marinetech Laboratories Ltd.		
M. G. Jones Président	14	09/09/80
Mohawk Oil Company Limited		
M. A.E. Meyer Conseiller	15	10/09/80
Morrison Beatty Limited		
M. W.D. Morrison Directeur de Morrison Beatty Limited	13	06/09/80
McKenzie-McCulloch Associates		
M. I. McKenzie Directeur	13	06/09/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Office national de l'énergie		
M. E.S. Bell Directeur Direction de l'électricité	34	09/12/80
M. C.G. Edge Président	34	09/12/80
M. A.N. Karas Directeur adjoint Groupe de la planification Direction de l'électricité	5	15/07/80
M. P.G. Scotchmer Directeur Direction de la politique du pétrole	34	09/12/80
M. K.W. Vollman Directeur Direction des ressources énergétiques	34	09/12/80
Conseil national de recherches du Canada		
M. R.M. Aldwinckle Responsable du programme Projet Énergie solaire	4	09/07/80
Dr R.C. Biggs Conseiller technique principal Projet Énergie solaire	4	09/07/80
M. M.S. Chappell Coordinateur, Énergie renouvelable	2	02/07/80
Dr E.P. Cockshutt Directeur Programme de recherche et de développement énergétique	33	04/12/80
M. W.A. Cumming Vice-président principal	33	04/12/80
Dr L. Kerwin Président	33	04/12/80
Dr G.M. Lindberg Directeur Établissement aéronautique national	2	02/07/80
Dr G.R. Mogridge Agent de recherche Énergie hydraulique et énergie marémotrice	7	22/07/80
Dr J.J. Murray Agent de recherche	6	16/07/80
Dr R.P. Overend	3	08/07/80
Responsable du programme Énergie de la biomasse	33	04/12/80
M. J. Ploeg Responsable du programme Énergie hydraulique et énergie marémotrice	7	22/07/80
Dr B.D. Pratte Agent de recherche Énergie hydraulique et énergie marémotrice	7	22/07/80
Dr P.A. Redhead	2	02/07/80
Directeur Division de physique	33	04/12/80
Dr J.H. Simpson Projet Énergie solaire	4	09/07/80
Dr J.B. Taylor Responsable du programme Conversion et stockage	6	16/07/80
M. R.J. Templin Chef de laboratoire Aérodynamique des faibles vitesses	2	02/07/80
Institut de développement du Nouveau-Brunswick		
M. R.E. Tweeddale Président, Comité sur l'énergie	21	26/09/80
Fédération d'agriculture du Nouveau-Brunswick		
M. T. Demma Secrétaire-directeur	21	26/09/80
Newfoundland Light and Power Company		
M. G.J. Adams Trésorier	18	23/09/80
M. D.C. Hunt, Q.C. Directeur	18	23/09/80
M. A.F. Ryan Adjoint du directeur général	18	23/09/80
NOVA, an Alberta Corporation		
M. J.E. Feick Vice-président	15	10/09/80
Hydro-Ontario		
M. S. Stricker Division de la recherche Département de l'électricité	8	29/07/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Prince Edward Island Energy Corporation		
M. C.K. Brown Directeur exécutif	20	25/09/80
Travaux publics Canada		
Dr F. Snape Directeur, Projets d'énergie solaire	24	05/11/80
Institut royal d'architecture du Canada		
Mlle M. Demers Architecte	32	03/12/80
M. R. Elliott Directeur exécutif	32	03/12/80
M. J.O. Miller Vice-président	32	03/12/80
Saskatoon Environmental Society		
M. H. Boerma	16	11/09/80
Scotia Liquicoal Limited		
M. J.R. Clore, Jr. Directeur de la production	19	24/09/80
M. R.M. Medjuck, c.r. Président	19	24/09/80
M. L.E. Poetschke Président	19	24/09/80
Solace Energy Centre		
M. V. Enns Vice-président	14	09/09/80
Solar Applications and Research		
M. R.W. Bryenton Ingénieur	14	09/09/80
M. C.P. Mattock Représentant	14	09/09/80
Solar Energy Society of Canada Inc.		
Professeur R. Chant Trésorier	17	12/09/80
Dr G. Yuill Vice-président	17	12/09/80
Ville d'Oromocto, Nouveau-Brunswick		
M. N. Mills Directeur général, Travaux publics	21	26/09/80
M. W.C. Ripley Maire	21	26/09/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Transports Canada		
M. N.R. Gore Directeur Études stratégiques	36	11/12/80
M. J.J. Gravel Directeur général Recherche et développement	36	11/12/80
M. G.B. Maund Études stratégiques	36	11/12/80
Union Gas		
M. R.S. Adie Directeur, Ventes par contrat	12	05/09/80
M. S.T. Bellringer Vice-président Questions de réglementation	12	05/09/80
Témoins à titre personnel		
M. André Balu Montréal (Québec)	11	04/09/80
M. D.C. Campbell Montréal (Québec)	13	06/09/80
L'honorable Jack Davis Membre de l'Assemblée législative pour North Vancouver — Seymour (C.-B.)	14	09/09/80
M. R. Dumont Saskatoon (Saskatchewan)	16	11/09/80
Dr K. Hare Doyen de Trinity College University of Toronto	34	09/12/80
Professeur J. Helliwell Département d'économie University of British Columbia	14	09/09/80
Dr R.F. Legget Conseiller Ottawa, Ontario	23	04/11/80
Professeur M. Margolick Département d'économie University of British Columbia	14	09/09/80
Mme Kay Matuseh Vancouver (C.-B.)	14	09/09/80

LISTE DES TÉMOINS	DOMAINE	DATE
Professeur C.H. Miller Département de génie mécanique Technical University of Nova Scotia	19	24/09/80
Dr Arthur Porter Belfountain (Ontario)	13	06/09/80
Professeur D. Scott Président Département de génie mécanique University of Toronto	29	20/11/80
Professeur F. Smith Département de chimie Memorial University of Newfoundland	18	23/09/80
Professeur G.B. Ward Fredericton (N.-B.)	25	12/11/80
M. B.E. Werenskiold Mississauga (Ontario)	13	06/09/80

LISTE DES INTERVENANTS

INTERVENANTS	DOMAINE	DATE
Circul-Aire (Eastern) Incorporée, Montréal (Québec)		
M. S.E. Huza Vice-président exécutif	11	04/09/80
Dr B.C. Pant Vice-président Recherche et développement	11	04/09/80
Ecology Action Centre, Halifax (N.-É.)		
Ms. Susan Holtz	19	24/09/80
Energy Systems Limited, Toronto, Ontario		
M. D. Hart Président	12	05/09/80
Onakawana Development Limited, Ontario		
M. P. Turner	13	06/09/80

INTERVENANTS	DOMAINE	DATE
M. A. Olaf Wolff Vice-président et Directeur général	13	06/09/80
South Okanagan Civil Liberties Society, Penticton (Colombie-Britannique)		
M. Walt Taylor Vice-président	14	09/09/80
The Biomass Energy Institute Incorporated		
M. E.E. Robertson Directeur exécutif	17	12/09/80
The Crossroads Resource Group, Winnipeg (Manitoba)		
M. L. McCall	17	12/09/80
M. H. Selles	17	12/09/80
Trinity Solar Project, Toronto (Ontario)		
Reverend Patrick Doran Conseiller Affaires nationales	12	05/09/80
Reverend Peter Hamel	12	05/09/80
Intervenants individuels		
M. T. DeMone Île du Prince-Édouard	20	25/09/80
M. T. Easter Île du Prince-Édouard	20	25/09/80
M. K. Emberley Winnipeg (Manitoba)	17	12/09/80
M. A. Larochelle Toronto (Ontario)	13	06/09/80
M. H.F. MacDonald Île du Prince-Édouard	20	25/09/80
M. Dimitri Procos Université technique de Nouvelle-Écosse, Halifax, Nouvelle-Écosse	19	24/09/80
M. Bruce Young Penticton (C.-B.)	14	09/09/80

ANNEXE C

Témoins qui ont paru lors des réunions officieuses du Comité

Listes des témoins qui ont comparu devant le Comité spécial lors des réunions officieuses (pas enregistrées électroniquement).

TÉMOINS	DATE
Allen-Drerup-White Limited, Toronto, Ontario	
M. G. Allen Directeur	06/09/80
Ms. E. White Directeur	06/09/80
Commissaires du Conseil scolaire, District N° 26 Fredericton (Nouveau Brunswick)	
M. T. Joordens Directeur de l'entretien	14/11/80
M. R. Kilburn Président Comité de propriété	14/11/80
M. G. Young Membre Comité de propriété	14/11/80
Ville de Fredericton, Fredericton, Nouveau-Brunswick	
R. Danzinger Directeur de la planification	14/11/80
Conservation Council - Nouveau Brunswick, Fredericton, Nouveau-Brunswick	
M. D. Silk Président	14/11/80
Enerplan, Toronto, Ontario	
M. G. Ross Président	06/09/80
Inertia Group Limited, Toronto, Ontario	
M. J. Lstiburek Président	06/09/80
Electric Power Commission - Nouveau-Brunswick, Fredericton, Nouveau-Brunswick	
M. K.B. Little Trésorier adjoint par interim	14/11/80
M. G.L. Titus Directeur Développement stratégique	14/11/80
M. P.J. Whalen Directeur Recherche et développement	14/11/80
Énergie renouvelable au Canada, Toronto, Ontario	
M. R. Argue Président	06/09/80
The Hay River and Area Economic Development Corporation, Hay River, T.N.-O.	
Mme. F. Hasey Directeur exécutif	18/09/80
Yukon Conservation Society, Whitehorse, Yukon	
Mme N. MacPherson Président	19/09/80
Témoins particuliers	
M. M. Hambridge Whitehorse, Yukon	19/09/80

ANNEXE D

Autres documents écrits reçus

Listes des particuliers et des organismes qui ont soumis des mémoires et lettres au Comité spécial mais qui n'ont pas comparu à titre de témoins.

Baird, M. Hamilton, Moncton (Nouveau-Brunswick)
Barichello, M.C., Windsor (Ontario)
Batho, M. David G., Ottawa (Ontario)
Brown, Mme Cherry L., The Conserver Society, Dunster (C.-B.)
Bryan, M. R.C., Council of Forest Industries of British Columbia, Vancouver (C.-B.)

Campbell, M. D.C., Association canadienne de l'électricité, Montréal (Québec)
Caron, M. Jean R., Honeywell Limited, Scarborough (Ontario)
Chrysler, M. Geoffrey, Caliente Sun Systems, Ottawa (Ontario)
Côté, M. R., Energie atomique du Canada Limitée, Ottawa (Ontario)
Coulter, M. Philip E., Scarborough (Ontario)

D'Amore, M. L.J., L.J. D'Amore and Associates Limitée, Montréal (Québec)
Dangerfield, M. James, The Hydrogen Organization, Independence, Missouri (USA)
Daniel, M. C. William, Shell Canada Limitée, Toronto (Ontario)
Davies, Mme Kay, Canadian Institute of Planners, Ottawa (Ontario)
Dechow, M. Dick R., St. Catharines (Ontario)
Delisle, M. André, Bolé Inc., Québec (Québec)
DeLong, M. E.A., Kanata (Ontario)
Desautels, M. René C., Lubrimax Inc., Pointe Claire (Québec)
Dionne, M. Pierre-Yves, Ste-Foy (Québec)

Edell, M. Dennis, Hampton Technologies Corp. Ltd., Charlottetown (I.P.-E.)
Egglestone, M. A.E., Alberta Gas Chemicals Limited, Edmonton (Alberta)
Ellenberger, M. Roger, ACCESS, Porters Lake (N.-E.)

Fetter, M. Stephen, Sault-Ste-Marie (Ontario)
Fischer, M. Karl, Chilliwack (C.-B.)
Foster, M. David, Energy Pathways - Policy Research Group, Killaloe (Ontario)

Glasstetter, M. Rudy, Toronto (Ontario)
Gordon's Feversham Feeds, Feversham (Ontario)
Grammenos, M. Fanis, ECODOMUS Development Limited, Ottawa (Ontario)
Gurney, Mr. Peter R., Intercontinental Engineering Ltd., Vancouver (C.-B.)
Gutsfeld, M.A., Hamilton (Ontario)

Hale, M. Neville E., Fathom Oceanology Limited, Port Credit (Ontario)
Hart, M. Norman S., Sydenham (Ontario)
Hathaway, M. Norman B., Dietrich-Hathaway Energy Systems, Toronto (Ontario)

Jalkotzy, M. Christoff, Solartic Energy Conscious Housing Inc., Ottawa (Ontario)
Jones, M. Trevor, Vancouver (C.-B.)
Jones, Mme. Anne H., The Regional Municipality of Hamilton-Wentworth, Hamilton (Ontario)
Jones, M.R., Realyne Machine and Design, Orangeville (Ontario)

Kashtan, M. William, Parti communiste du Canada, Toronto (Ontario)
Keyes, M. Thomas E., Regina (Saskatchewan)

Lavoie, M. Joseph, Montréal (Québec)
Leadman, M. Douglas, Perth (Ontario)
Lépine, M. Yves, Ste-Anne-de-Bellevue (Québec)
Lewis, M. Jay, South Okanagan Environmental Coalition, Penticton (C.-B.)
Lewis, M. Ray, Langley (C.-B.)

MacKinnon, M. Charles, Victoria (C.-B.)
Marlor, Lloyd, Sol-Term Research Limited, West Vancouver (C.-B.)
Martin, M. Conrad, Wyoming (Ontario)
Martin, Professeur David, Lakehead University, Thunder Bay (Ontario)
Matas, M. David, Winnipeg (Manitoba)
McClure, M. Robert, Hamilton (Ontario)
McCorquodale, M. R.P., Wetcom Engineering Limited, Scarborough (Ontario)
McFadden, M. David J., LeRoy-Somer Canada Limited, Mississauga (Ontario)
McKinley, M. B., Athans Chemicals, Ottawa (Ontario)
Mehler, M. Ted, Yellowknife, (T.N.-O.)
Michrowski, Dr Andrew, Planetary Association for Clean Energy Inc., Ottawa (Ontario)

Newton, M. Ken, Ottawa (Ontario)
Noble, M.G., IOTECH Corporation Ltd., Ottawa (Ontario)
Northover, M. A.C., Newmarket (Ontario)

Olivier, Mario, Bolé Inc., Québec (Québec)
O'Shaughnessy, M. M., Ottawa (Ontario)

Pallasch, Mme Elsie, Stoney Creek (Ontario)
Perley, M. Daniel R., OMNIUM Consultants Co., Ottawa (Ontario)
Pill, Dr Juri, Toronto Transit Commission, Toronto (Ontario)

Quittenton, M. R.C., Quittenton Associates, Saskatoon (Saskatchewan)

Schneider, M. M.H., University of New Brunswick, Fredericton (N.-B.)
Shapiro, Dr M.M., Montréal (Québec)
Sinclair, M. G., Laser Fusion Limited, Concord (Ontario)
Smith, M. L.A., Stanfer Manufacturing Co. Ltd., Montréal (Québec)

Stepp, M. Math, Moose Jaw (Saskatchewan)
Strang, M. D.K., Canadian Resourcecon Ltd., Calgary (Alberta)
Street, R.J., Mohawk Lubricants Limited, North Vancouver (C.-B.)

Teekman, M. Nicholas, Dynamo Genesis Inc. (I.P.-E.)
Thornton, M. S., Unionville (Ontario)
Tidman, M. C., Nepean (Ontario)
Turvolgyi, M. B.L., DuPont Canada Incorporé, Montréal (Québec)

Vandezande, M. Gerald, C.J.L. Foundation, Toronto (Ontario)
Vigrass, Dr Lawrence, University of Regina, Regina (Saskatchewan)

Wilson, M. J.E., Ontario Hydro, Toronto (Ontario)

ANNEXE E

Déplacements du Comité

DÉPLACEMENTS AU CANADA

Le Comité a visité les dix provinces et les territoires du Yukon et du Nord-Ouest, dans le cadre de son étude. Dans chaque capitale, en plus de nos séances publiques, nous avons rencontré les représentants du gouvernement. Nous avons également visité un certain nombre d'installations consacrées aux divers aspects des énergies de remplacement.

ALBERTA

Ministère de l'énergie et des ressources naturelles

Hon. C. Mervin Leitch, Ministre
G.B. Mellon, Sous-ministre, Ressources énergétiques
Thomas Ryley, Analyste principal

COLOMBIE-BRITANNIQUE

Hydro and Power Authority (Office de l'électricité), Colombie-Britannique

Joseph Stauder, Division de l'énergie géothermique
Bob Woodley

Ministère de l'énergie, des mines et des ressources naturelles

Robert W. Durie, sous-ministre adjoint, Ressources en pétrole
James Hill
Doug Horswill, Directeur, Développement des politiques, Division des ressources énergétiques
Harry Swain, Sous-ministre adjoint des ressources énergétiques

Ministère des universités, des sciences et des communications

R.W. Stewart, sous-ministre

ORGANISMES DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

Laboratoires de recherche sur l'énergie, Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa

E.J. Anthony, Combustion sur lit fluidifié
R.W. Braaten, Carburant automobile et technologie du chauffage domestique
T.D. Brown, Directeur, Laboratoire de ressource et de traitement du charbon
F.D. Friedrich, chercheur, Laboratoire canadien de recherche sur la combustion
V.A. Haw, Directeur général, CANMET
G.K. Lee, Directeur, Laboratoire canadien de recherche sur la combustion
B.I. Parsons, chef des laboratoires de recherche sur l'énergie
H. Whaley, Combustion du charbon

Centre national de la recherche, laboratoires du Chemin de Montréal, Ottawa

La visite des installations du CNR pas le Comité a été combinée avec une audience publique dont les participants sont énumérés à l'Annexe B.

MANITOBA

Ministère de l'Énergie et des Mines

M.A. Chochinov, Directeur de la gestion de l'énergie
L.P. Haberman, Directeur de la conservation et des énergies renouvelables
Paul E. Jarvis, Sous-ministre

Conseil manitobain de l'énergie

William McDonald, Secrétaire

NOUVEAU-BRUNSWICK

L'Hon. Richard Hatfield, Premier ministre

Ministère des Ressources naturelles

Robert Watson, Coordinateur, Élaboration de la politique
John Williamson, Secrétaire à l'énergie

Ministre des Finances et Ministre responsable de la politique énergétique

L'Hon. Fernand G. Dubé, Ministre

New Brunswick Coal Limited

L.S. Armstrong, Président et directeur général

Commission de l'électricité du Nouveau-Brunswick

L'Hon. G.W.N. Cockburn, c.r., président

TERRE-NEUVE

Ministère des mines et de l'énergie

L'Hon. Leo D. Barry, Ministre
Doug Inkster, Directeur, Hydro-Electric Division
John H. McKillop, sous-ministre
Edward Power, Sous-ministre adjoint, Énergie

Newfoundland and Labrador Hydro (Hydro de Terre-Neuve et du Labrador)

Victor Young, Président

TERRITOIRES DU NORD-OUEST

Ministère des ressources renouvelables

Jim Cumming, Chef, Conservation de l'énergie
Peter Hart, Auxiliaire spécial du Ministre des ressources renouvelables en matière d'énergie
John Parker, Commissaire des Territoires du Nord-Ouest

NOUVELLE-ÉCOSSE

Ministère des mines et de l'énergie

L'Hon. Ronald T. Barkhouse, Ministre
John French, Directeur, Gestion de l'énergie
Vaughn Munroe
Carey Ryan, Ingénieur principal
W.S. Shaw, Sous-ministre

ONTARIO

Ministère de l'Énergie

H.F. Bakker, Programme des énergies renouvelables
Richard Fry, Programme des énergies renouvelables
R.M.R. Higgin, Directeur, Programme des énergies renouvelables
Syd Johnson, Programme des énergies renouvelables
I.B. MacOdrum, Coordinateur exécutif, énergies conventionnelles
W.W. Stevenson, Coordinateur exécutif, Planification et analyse de la stratégie
Bunli Yang, Conseiller principal, Transport et énergies renouvelables

Ministère des ressources naturelles, Kemptville

P.E. Anslow, Garde forestier régional, Est
B.A. Barkley, Agent forestier programme, Hybrid Poplar Program
A.J. Campbell, Directeur—pépinières
J. Carrington, Agent d'information
D.P. Drysdale, Coordonnateur de l'énergie pour le Ministère
R.W. Evers, Agent forestier—Programme, Hybrid Poplar Program
B.E. Hollingsworth, Technicien—Programme, Hybrid Poplar Program
R.K. Keane, Technicien—Programme, Hybrid Poplar Program
J.R. Oatway, Directeur régional, Est
W.E. Raitanen, Spécialiste régional en foresterie

Ministère des transports et des communications

K.O. Sharratt, Directeur, Transportation Energy Management Program

Ontario Energy Corporation (Corporation de l'énergie de l'Ontario)

Peter Lamb, Vice-président exécutif

Ontario Hydro

J.E. Wilson, Directeur, Audiences publiques

Ontario Hydrogen Energy Task Force (Groupe de travail sur l'hydrogène de l'Ontario)

Arthur C. Johnson, Président

Solartech Limited

Scott Griffin
David Wood, Président

Île du Prince-Édouard

L'Hon. J. Angus MacLean, Premier ministre

Ministère du tourisme, de l'industrie et de l'énergie

L'Hon. Barry R. Clark, Ministre

QUÉBEC

Institut de recherche Brace, Faculté de génie, Collège Macdonald de l'Université McGill, Ste-Anne-de-Bellevue, Québec

T.A. Lawand, Directeur

Hydro-Québec, Éolienne à axe vertical des Îles-de-la-Madeleine

Ministère de l'Énergie et des Ressources

Pierre Baillargeon, Adjoint aux affaires intergouvernementales
Jean Guérin, Directeur, Direction de l'analyse économique et financière
Denis L'Homme, Directeur, Direction générale des énergies conventionnelles
Gilles Toussignant, Directeur, Direction de la production et de l'approvisionnement
Gilles St-Hilaire, Directeur, Direction des programmes des énergies nouvelles

SASKATCHEWAN

Ressources minérales de la Saskatchewan

Fred Heal, Directeur, Bureau de la conservation de l'énergie

Jim Hutchinson, Directeur adjoint et coordonnateur Recherche et développement en matière d'énergie, Planification de la politique et recherche
Ron Sully, Directeur, Planification de la politique et recherche
Menna Weese, Conseiller en matière de politique énergétique, Planification de la politique et recherche

YUKON

Ministère du tourisme et du développement économique

L'Hon. Dan Lang, Ministre

DÉPLACEMENTS INTERNATIONAUX

Le Comité s'est divisé en sous-comités, pour les déplacements internationaux afin d'obtenir le plus de données possible de la part des secteurs public et privé des pays visités ainsi que pour étudier diverses installations d'énergie de remplacement.

BRÉSIL

COALBRA — Coque e Alcool de Madeira S.A., Sao Paulo

Renzo Dino Sergente Rossa, Directeur technique

Comité sur les mines et l'énergie

Député Génesio de Barros, Président

EMBRAPA (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuaria), Brasilia

Dr Ademar Brandini
Dr Flavio Couto
Dr Porto

Ford Brazil, Sao Paulo

Luc de Serran, Ingénieur en chef
Lyn Folstead, Président
Robert Gerrity, Vice-président
Larry Kazanoushi, Directeur
Wellington Young, Directeur de la planification générale

Forum das Americas/Brasilinvest

David Dana, Directeur
de M. Junqueira, Directeur de projet, Brasilinvest
Samsao Woiler, Directeur exécutif, Brasilinvest

Fundacao de Tecnologia Industrial (Division du ministère de l'Industrie et du Commerce), Rio de Janeiro

Alexandre Henriques
Nancy Iueiroz de Anaijo
Ferga Rosenthal

Petrobras, Rio de Janeiro

Rolf Brauer
Dieter Brodhum
Dr Ivo
Marco Luiz dos Santos
Ileana Williams, Chef de la division de développement des produits

Secretaria da Industria, Comerico, Ciencia e Technologia, Sao Paulo

Vincente Chiaverini, Vice-président exécutif, Conseil des Sciences et de la Technologie

Secrétariat à la technologie industrielle, Brasilia

Marcos Lima Fernandes, Directeur exécutif de la Commission exécutive nationale sur l'alcool (CENAL)
Lourival Carmo Monaco

Sondotecnia Engenharia, Rio de Janeiro

Jamie Rotstein, Directeur-Président

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Paulo Gomes, Directeur, Coordenacao dos Programas de Pos-Graduaco de Enginharia
Flavio Grynszpan
Carlos Russo

Vice-président de la République du Brésil

Antonio Aureliano Chaves de Mendonca, Vice-président et directeur du programme national de l'énergie

FRANCE

Commissariat à l'Énergie Solaire, Paris

M. Yves Perras

L'Agence pour les Économies d'Énergie, Paris

M. Maillard, Économie — Énergies renouvelables
M. Jean Poulit

La Centrale de Chauffage Urbain de Paris

M. Triboulet, Directeur de la centrale

Usine marémotrice de la Rance

M. Julliard, Électricité de France

Organisation pour la coopération et le développement économiques (OCDE)

Ambassadeur Gherson, Ambassadeur du Canada à l'OCDE
Dr Eric Willis, Directeur de la recherche, Développement et application des technologies, Agence internationale de l'énergie

Four solaire, Odeillo, Pyrénées Orientales

Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS)

ISLANDE

Ministère de l'Énergie

Pall Flygenring, Secrétaire général du ministère de l'Énergie
L'Hon. Hjorleifur Guttormsson, Ministre

Compagnie nationale d'électricité, Reykjavik

Johann Mar Mariusson, Chef de l'ingénierie

Usines de production électrique d'État, Reykjavik

Steiner Fridgeirsson, Chef de la division de planification
Kristjan Jonsson, Directeur de la gestion

IRLANDE

Borad na Mona, Dublin

John Crowe
Derry Greena, County Kildare
Bob Laird, Ingénieur administratif principal
P. McEvilly, Directeur des travaux généraux, bureau principal
Dennis O'Rourke, Directeur
Tom Quinn, Directeur, Clonsast Bog
Lewis Rhatigen, Directeur exécutif
Eamon Kinselle
Tom O'Flaherty, Centre de recherche de Kinseally

ITALIE

Dr S. Verrie, Duomo Imports Limited, Milan

SUÈDE

Secrétariat aux affaires internationales

Carl Ivar Ohman, Directeur
Lars-Ake Erikson

Commission de la recherche sur l'énergie, Stockholm

Sigfrid Wennerberg

Ministère de l'Industrie

Harold Hagermark

ÉTATS-UNIS

M. Harry Horne, Commissaire commercial du Canada, San Francisco

Congrès des États-Unis, Sous-comité de la production et recherche énergétique, Washington, D.C.

Mike Cormack, Membre du Congrès, Président
Membres du sous-comité

Service de recherche du Congrès, Washington, D.C.

James E. Mielke, Analyste — Sciences maritimes et terrestres
J. Glen Moore, Analyste — Technologie de l'énergie
Lani Hummel Raleigh, Chef de la division de l'énergie, de l'aérospatial et des transports
Migdon Segal, Analyste — Technologie de l'énergie

Ministère de l'énergie, Washington, D.C.

C. Worthington Batemah, secrétaire adjoint à l'énergie
Paul Brown, Directeur, Programme des véhicules électriques et hybrides, Programmes du bureau des transports, Conservation et énergie solaire
Ambassador Halsey G. Handyside, sous-secrétaire adjoint, Programmes internationaux, nucléaires et techniques, Affaires internationales
James S. Kane, Directeur adjoint — Sciences de l'énergie de base, Recherche sur l'énergie
Richard Passman, Directeur, Bureau de gestion des ressources en charbon, Applications des ressources
Michael Roberts, Directeur de la planification et des projets, Recherche sur l'énergie
Jack Solsberry, Directeur adjoint, Division de l'énergie géothermique, Applications des ressources
Joel Weiss, Adjoint exécutif du sous-secrétaire adjoint, Énergie solaire, Conservation et énergie solaire

Institut de recherche sur l'électricité, Palo Alto, Californie

Ed DeMeo, Énergie solaire et éolienne
Shelton Ehrlich, Gérant de programme, Combustion fluidifiée, Division des systèmes de combustion du charbon
Walt Esselman
Neville Holt, Gazéification du charbon
Evan Hughes, Gérant de projet, Systèmes géothermiques avancés
R. Rhodes, Membre du personnel technique, Division de la planification des politiques
Robert Scott, Gérant de programme, Programme des systèmes d'électricité par la fusion
Ron Wolk, liquides de charbon

Université Georgetown, Washington, D.C.

Dan Farrell
G. Shaff, Directeur de la centrale électrique
S.E. Winberg, Ingénieur d'entretien, Foster Wheeler Energy Corporation

Usine H-Coal, Catlettsburg, Kentucky

James K. Farley, ministère de l'Énergie des États-Unis
Harold H. Stotler, Gérant technique

Laboratoire national Lawrence Livermore, Livermore, Californie

R. Batzel, Directeur
John Cooper, Inspecteur principal adjoint, Programme concernant les batteries métal-air

John Emmett, Directeur associé, Programme de fusion par laser
Mortimer L. Mendelsoln, Division de la recherche biomédicale et de la recherche sur l'environnement
Richard Post, sous-directeur associé, Physique de l'Énergie par la fusion magnétique
Erik Storm, directeur associé adjoint, Programme de fusion par laser
Kenneth Street, Directeur associé, Programmes d'énergie et de ressources

Bureau de l'évaluation de la technologie, Washington, D.C.

John Gibbons, Directeur
Lionel Johns, Directeur adjoint, Division de l'énergie, du matériel et de la sécurité internationale
Nancy Naismith, Directeur de projet, Programme d'énergie, Division de l'énergie du matériel et de la sécurité internationale
Marvin Ott, Directeur, Relations — Congrès et institutions
Richard Rowberg, Gérant du programme d'énergie, Division de l'énergie, du matériel et la sécurité internationale

Pacific Gas and Electric, Développement de l'électricité géothermique des geysers, Californie

Jack Trotret, représentant — Activités publiques, Projet geysers

Laboratoire de physique des plasmas, Université Princeton, Princeton, New Jersey

K. Bol, Chef, Expérience de démonstration de Princeton (PDX)
H.P. Furth, Directeur de programme
M.B. Gottlieb, Directeur
D.M. Meade, Chef, Division expérimentale
R.G. Mills, Chef par interim, Programme d'ingénierie
P.J. Reardon, Directeur associé, Technologie
R.A. Rossi, Directeur associé, Administration
J.A. Schmidt, Chef, Division de la physique appliquée
M.L. Shoaf, Directeur adjoint
T.H. Stix, Directeur associé, Affaires académiques
W. Stodiek, Chef, Grand Torus de Princeton (PLT)

Laboratoire Sandia, Albuquerque, Nouveau-Mexique

B.E. Bader, Gazéification du charbon sur place
James F. Banas, Technologie de la focalisation en ligne
R.H. Braasch, Énergie éolienne
William W. Marshall, Surveillant, Installation expérimentale du récepteur central
A. Narath, Vice-président
Donald G. Schueler, Cellules photovoltaïques
James H. Scott, Directeur des programmes sur l'énergie
Gerald Yonas, Directeur des programmes d'énergie de pulsion

Distillerie Smith-Bowman, Reston, Virginie

John B. Adams Jr, Vice-président

Institut de recherche sur l'énergie solaire, Golden, Colorado

Denis Hayes, Directeur
Ken Touryan, sous-directeur et chef de la recherche et du développement

Direction de l'analyse et des applications

Charles Berberich, Division des systèmes d'information
Roy Bracken, Division internationale
Dean Eaton, Division internationale
Murray Goldberg, Division internationale
James Howe, Division internationale
Henry Kelly, Chef

SPM Group Incorporated, Englewood, Colorado

Konrad Ruckstuhl, Président
Robert D. Schmidt, Président

RÉPUBLIQUE FÉDÉRALE D'ALLEMAGNE

Son Excellence Klaus Goldschlag, Ambassadeur du Canada en Allemagne de l'Ouest

Ministère fédéral de la technologie de la recherche Bonn

M. Jacobs, Recherche sur les énergies non atomiques
Dr Marcus, Technologie du charbon
Wolf J. Schmidt-Küster, Chef de service

Ruhrkohle Oel und Gaz, Düsseldorf

Herman G. Krischke, Directeur de projet, Combustion sur lit fluidifié
Josef Langhoff, Directeur

Corporation STEAG, Essen et Lünen

Dr Reimer Fuchs
Dr Hein, usine de gazéification du charbon, Lunen
Herr Schuster, Essen, Système de chauffage du district de Boltrop Gelsenkirchen


TECHNIQUES DU CHARBON
PROPULSION NON CLASSIQUE
PILES A COMBUSTIBLES
CHAUFFAGE PAR ILOTS
PRODUCTION D'ELECTRICITE
POMPES A CHALEUR
HYDROGENE
H