

L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE AU CANADA

Alan Nixon
Division des sciences et de la technologie

Décembre 1993



Bibliothèque
du Parlement

Library of
Parliament

**Direction de la
recherche parlementaire**

La Direction de la recherche parlementaire de la Bibliothèque du Parlement travaille exclusivement pour le Parlement, effectuant des recherches et fournissant des informations aux parlementaires et aux comités du Sénat et de la Chambre des communes. Entre autres services non partisans, elle assure la rédaction de rapports, de documents de travail et de bulletins d'actualité. Les attachés de recherche peuvent en outre donner des consultations dans leurs domaines de compétence.

**THIS DOCUMENT IS ALSO
PUBLISHED IN ENGLISH**

Table des Matières

	<u>Page</u>
LES DÉBUTS DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA	2
LE RÉACTEUR CANDU.....	4
LA PRODUCTION D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA.....	6
A. Contexte	6
B. Rendement.....	7
C. La centrale nucléaire de Pickering.....	10
D. La centrale nucléaire de Bruce	11
1. Remplacement de la tubulure.....	11
2. Marques d'usure dans les tubes de force.....	12
3. Vice de conception dans le système d'arrêt	14
4. Les génératrices de vapeur	14
E. La centrale de Darlington	15
1. Problèmes de démarrage	15
2. Coûts	16
ÉNERGIE ATOMIQUE DU CANADA LIMITÉE.....	18
A. Introduction	18
B. Conception et commercialisation du réacteur CANDU	19
1. Conception	19
2. Commercialisation	20
a. Marchés d'exportation.....	20
b. Marché intérieur	21
C. Recherches effectuées par ÉACL.....	23
D. Évolution récente.....	23
PERSPECTIVE.....	24



CANADA

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE AU CANADA

L'énergie nucléaire, c'est-à-dire la production d'électricité par fission nucléaire de l'uranium, est de loin le secteur le plus important de l'industrie nucléaire. La valeur de l'électricité ainsi produite au Canada, soit 3,7 milliards de dollars en 1992, dépasse de beaucoup la valeur de tout autre produit de l'industrie nucléaire civile. La production d'électricité emploie beaucoup plus de personnes que tout autre secteur de l'industrie, la valeur des immobilisations y est beaucoup élevée et les centrales nucléaires sont beaucoup plus grandes et plus visibles que les installations d'extraction et de traitement de l'uranium. Ces centrales sont aussi établies, dans bien des cas, près des grands centres.

Le public éprouve un malaise persistant à l'égard de l'énergie nucléaire. Ce malaise s'explique par un certain nombre de raisons. Les coûts croissants, notamment les coûts sans cesse plus élevés de construction des nouvelles centrales nucléaires et de remise en état des anciennes centrales, remettent en question l'hypothèse selon laquelle l'énergie nucléaire est moins coûteuse que celle qui est produite à partir des combustibles fossiles. Il y a aussi le sentiment que certains des coûts de l'énergie nucléaire, dont les coûts de l'évacuation des déchets et du déclassement des centrales, pourraient ne pas avoir été pleinement comptabilisés. En outre, les accidents survenus à Three Mile Island et à Tchernobyl ont aggravé les préoccupations au sujet de la sécurité et de la fiabilité des systèmes de production d'énergie nucléaire. Les rapports sur les effets nocifs que pourraient avoir sur la santé les émissions faiblement radioactives des centrales nucléaires sont aussi une cause d'inquiétude. Comme il n'y a pas encore eu de décision sur la façon d'évacuer définitivement les déchets nucléaires, on a également l'impression que l'industrie est en sursis. Enfin, certains ne peuvent s'empêcher de faire un lien entre énergie nucléaire et armes nucléaires.

Par ailleurs, les partisans de l'énergie nucléaire font valoir qu'elle permet toujours de produire de l'électricité de façon sécuritaire et économique et que les déchets fortement radioactifs peuvent être évacués de façon sécuritaire, notamment en raison de leur quantité relativement limitée. Ils soutiennent aussi que l'énergie nucléaire est moins dommageable pour l'environnement que la production d'électricité à partir de combustible fossile.

Dans le présent document, nous présentons un aperçu de certaines des questions extrêmement complexes que soulève l'énergie nucléaire. Nous décrivons l'industrie nucléaire au Canada en nous attardant plus particulièrement au rendement qu'elle a enregistré jusqu'à maintenant et à ses perspectives d'avenir.

LES DÉBUTS DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA

Pendant la plus grande partie de son histoire, le réacteur canadien CANDU a été l'une des plus grandes réussites techniques dans le secteur des réacteurs nucléaires. Il peut sembler quelque peu étonnant qu'une puissance industrielle de taille moyenne comme le Canada ait réussi là où d'autres pays ont connu beaucoup moins de succès. Deux facteurs fondamentaux sont principalement intervenus dans ce cas : l'expérience de la technologie nucléaire acquise très tôt par le Canada et la décision prise de concevoir un réacteur adapté aux conditions canadiennes.

Les origines du réacteur CANDU remontent à la collaboration du Canada au programme allié de mise au point de la bombe atomique au cours de la Deuxième Guerre mondiale. En avril 1944, le Comité politique interallié, qui réunissait les États-Unis, le Royaume-Uni et le Canada, a décidé que celui-ci construirait un réacteur à eau lourde en vue de produire du plutonium à partir de l'uranium⁽¹⁾. Chalk River, où sont aujourd'hui situés les laboratoires d'ÉACL, fut l'emplacement choisi pour la mise en oeuvre de projet.

Le premier réacteur, le ZEEP (pile expérimentale d'énergie zéro), devait être utilisé à des fins de recherche et servir à recueillir des renseignements sur la conception d'un deuxième réacteur, de plus grande dimension, le NRX (réacteur national de recherche

(1) Wilfred Eggleston, *Canada's Nuclear Story*, Londres, Harrap Research Publications, 1965, p. 101.

expérimentale). Le réacteur NRX devait initialement servir à démontrer la faisabilité de la production de matières fissibles pour les bombes atomiques dans un réacteur à eau lourde⁽²⁾.

Bien que le réacteur ZEEP ait été le premier réacteur opérationnel à l'extérieur des États-Unis, il n'a commencé à fonctionner qu'en septembre 1945, donc trop tard pour qu'il soit d'une quelconque utilité à l'effort de guerre. Dans les années qui ont suivi, l'orientation des travaux effectués à Chalk River s'est déplacée vers les applications pacifiques et le réacteur NRX, entré en service en juillet 1947, a acquis la réputation d'un outil de recherche exceptionnel.

En 1946, le Canada a adopté la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*, qui avait pour objet principal de contrôler et de superviser le développement de l'énergie nucléaire sur son territoire et de lui permettre de participer au contrôle international de cette source d'énergie⁽³⁾. La Loi établissait aussi la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA) qui, au début, devait conseiller le gouvernement sur les politiques⁽⁴⁾, mais qui a par la suite assumé aussi le rôle d'organisme de réglementation de l'industrie nucléaire au Canada.

La société Énergie atomique du Canada Limitée (ÉACL) a été créée le 1^{er} avril 1952 dans le but de réaliser des travaux de recherche et de développement sur les applications pacifiques des sciences et de la technologie nucléaires. ÉCAL a assumé la responsabilité des opérations des laboratoires de Chalk River⁽⁵⁾, qui ont constitué le cœur des activités de la nouvelle société.

Le premier réacteur canadien a été le prototype NPD (réacteur nucléaire de démonstration) de 2 MWe construit à Rolphton, près de Chalk River; il est entré en service en 1962. Le réacteur NPD a été conçu et construit par un consortium réunissant ÉACL, Ontario Hydro et la Société générale électrique du Canada. La conception définitive du réacteur NPD intégrait toutes les caractéristiques essentielles du modèle CANDU : combustible à base d'uranium naturel, modérateur et refroidisseur à eau lourde distincts, ainsi qu'un réacteur dont le

(2) Gordon H.E. Sims, *A History of the Atomic Energy Control Board*, Ottawa, ministre des Approvisionnements et Services, 1981, p. 12-13.

(3) *Ibid.*, p. 177.

(4) *Ibid.*, p. 205.

(5) Eggleston (1965), p. 148.

coeur était constitué de tubes de force horizontaux à plusieurs canaux permettant la recharge en combustible pendant que le réacteur était en opération. Le nom CANDU est tiré de l'expression Canada Deuterium Uranium⁽⁶⁾.

L'étape suivante de l'effort de développement a été la construction d'une centrale de 200 MWe, à Douglas Point, sur le lac Huron. La construction de la centrale de Douglas Point a été autorisée en 1959 avant que l'on en ait terminé la conception et le développement, et avant que l'on ait terminé la mise au point du réacteur NPD. En partie, la construction de la centrale de Douglas Point a été justifiée par la nécessité d'établir le coût véritable d'une centrale à pleine échelle. Au moment où le réacteur NPD a commencé à fonctionner en 1962, la centrale de Douglas Point était déjà en construction⁽⁷⁾.

La première centrale commerciale importante du Canada a été celle de Pickering, à l'est de Toronto, sur la rive du lac Ontario. Les plans de la centrale de Pickering prévoyaient quatre unités d'une capacité de 500 Mwe chacune; à la fin des travaux au début des années 70, Pickering était la plus grosse centrale d'énergie nucléaire au monde.

La centrale de Douglas Point a été mise hors service en 1984, tandis que le réacteur NPD l'a été en 1987, mais les quatre premières unités de la centrale de Pickering sont toujours en exploitation.

LE RÉACTEUR CANDU

D'un point de vue conceptuel, la production de l'électricité à partir de l'uranium est assez simple. La chaleur produite par la fission contrôlée de l'uranium dans le coeur du réacteur est utilisée pour produire de la vapeur; celle-ci alimente des turbines qui, elles-mêmes, font fonctionner des génératrices d'électricité.

Tous les réacteurs nucléaires canadiens sont des réacteurs de modèle CANDU conçus et construits au Canada. Le CANDU diffère à certains égards importants de presque tous les autres réacteurs nucléaires. Ses principales caractéristiques distinctives sont qu'il utilise de l'uranium naturel au lieu de l'uranium enrichi, qu'il utilise de l'eau lourde plutôt que de l'eau

(6) Sims (1981), p. 116.

(7) *Ibid.*, p. 116-117.

légère (ordinaire) ou du graphite comme modérateur et que le coeur du réacteur renferme des tubes de force plutôt que d'être constitué d'une immense cuve sous pression, comme c'est le cas des réacteurs à eau légère pressurisée. Le coeur du réacteur CANDU comprend une grande cuve cylindrique, appelée la calandre, qui renferme le fluide modérateur, soit de l'eau lourde. Plusieurs centaines de tubes de cuve parcourent la cuve d'un bout à l'autre. Au centre de chaque tube de cuve passe un tube pressurisé qui renferme le combustible. L'eau lourde, qui joue le rôle de caloporteur (fluide de refroidissement), circule dans les tubes de force à température et à pression élevées et transporte la chaleur engendrée par la fission vers les génératrices de vapeur.

La conception du réacteur est particulièrement bien adaptée aux conditions canadiennes. L'efficacité de l'eau lourde en tant que modérateur rend possible l'utilisation d'uranium naturel plutôt que d'uranium enrichi comme combustible. Cela permet d'éviter le processus difficile et coûteux de l'enrichissement ou, encore, la dépendance à l'égard de sources étrangères d'uranium enrichi. Le réacteur CANDU utilise aussi très efficacement son combustible. Un réacteur CANDU utilise environ 160 kg d'uranium pour produire un mégawatt-an d'électricité⁽⁸⁾. Une centrale d'électricité alimentée au combustible fossile a besoin de 10 000 barils de pétrole ou de 2 100 tonnes de charbon pour produire la même quantité d'électricité⁽⁹⁾. Les coûts unitaires du combustible énergétique d'un réacteur CANDU sont moins élevés que ceux des réacteurs à eau légère ou des centrales de production d'électricité alimentées au combustible fossile⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾.

Il y a toutefois des aspects désavantageux. Les coûts d'immobilisation d'un réacteur CANDU sont plus élevés que ceux d'un réacteur à eau légère de puissance comparable. Une part importante de ces coûts est attribuable au stock initial d'eau lourde nécessaire. L'eau lourde est relativement rare et ne constitue que 0,015 p. 100 de l'eau ordinaire; elle est donc coûteuse. En 1988, le coût d'un kilogramme d'eau lourde était estimé à environ 550 dollars et le

(8) Alan Wyatt, *The Nuclear challenge: Understanding the Debate*, Toronto, The Book Press Limited, 1978, p. 120.

(9) *Fusion : Énergie de l'avenir*, Programme national de fusion, ÉACL Recherche, Chalk River (Ontario), 1991, p. 12.

(10) Chambre des communes, Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, *Démystification de l'énergie nucléaire*, Ottawa, Imprimeur de la Reine pour le Canada, 1988, p. 163.

(11) Ontario Hydro, *Rapport annuel 1992*, p. 48.

stock initial d'eau lourde devait représenter près de 14 p. 100 du coût d'immobilisation prévu de la centrale nucléaire de Darlington⁽¹²⁾.

LA PRODUCTION D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA

A. Contexte

Le Canada est l'un des plus importants producteurs d'énergie nucléaire au monde. Pour ce qui est de la production totale, il vient au sixième rang après les États-Unis, la France, l'ensemble des républiques de l'ancienne URSS, le Japon et l'Allemagne de l'Ouest⁽¹³⁾. La dépendance relative du Canada à l'égard de l'énergie nucléaire est toutefois assez modeste. En 1991, le Canada produisait 16,4 p. 100 de son électricité dans des centrales nucléaires, ce qui est inférieur à la part observée dans la plupart des pays d'Europe de l'Ouest, aux États-Unis, au Japon, à Taiwan, en Corée du Sud et dans un certain nombre d'autres pays. En comparaison, la France, dont le secteur de la production d'électricité est le plus orienté vers l'énergie nucléaire, produisait (en 1991) 73 p. 100 de son électricité à partir dans des centrales nucléaires⁽¹⁴⁾.

De fait, le Canada produit autant d'électricité à partir du charbon (17 p. 100) que de l'énergie nucléaire. L'énergie hydroélectrique représente encore 62 p. 100 de la production d'électricité du Canada, tandis que le pétrole et le gaz naturel n'en fournissent, respectivement, que 2,5 et 1,6 p. 100⁽¹⁵⁾.

Cependant, ces chiffres à l'échelon national n'indiquent pas la répartition de l'énergie nucléaire au Canada. Des 22 réacteurs nucléaires qui détiennent présentement un permis d'exploitation au Canada, vingt sont situés en Ontario, un au Québec et un au Nouveau-Brunswick. En raison de cette concentration de la capacité de production nucléaire, 50 p. 100 de l'électricité de l'Ontario est produite à partir de l'énergie nucléaire; peu de pays dépassent un tel niveau. Bien qu'il ne possède qu'une seule centrale nucléaire, le Nouveau-Brunswick produit tout de même 35 p. 100 de son électricité à cette source. Le Québec, par ailleurs, qui dépend

(12) *Démystification de l'énergie nucléaire* (1988), p. 164.

(13) Énergie atomique du Canada Limitée, *Nuclear Sector Focus 1993*, p. B-9.

(14) *Ibid.*, p. C-13 et C-14.

(15) *Ibid.*, p. E-16.

presque exclusivement de l'énergie hydroélectrique, ne produit que 3 p. 100 de son électricité à partir de la seule centrale nucléaire qu'il possède⁽¹⁶⁾.

B. Rendement

Au cours des dernières années, l'industrie nucléaire canadienne a fait l'objet de passablement de critiques. Quel a été son rendement et comment celui-ci se compare-t-il à celui des industries nucléaires des autres pays?

Un indicateur utile du rendement est le « facteur de charge ». Il s'agit du ratio de l'électricité produite par un réacteur à la quantité maximale qu'il peut théoriquement produire⁽¹⁷⁾. Le facteur de charge est important, d'un point de vue économique, parce que le coût unitaire de l'électricité produite diminue à mesure qu'augmente ce facteur.

Pendant la majeure partie de leur vie, les réacteurs CANDU du Canada, ont donné, dans l'ensemble, un bon rendement; celui de certains réacteurs a été exceptionnel. De fait, le réacteur de Point Lepreau est l'un des trois premiers réacteurs au monde selon ce critère, ayant enregistré un facteur de charge de 90,7 p. 100, en moyenne, durant les dix premières années pendant lesquelles il a été en opération⁽¹⁸⁾. Point Lepreau n'est pas le seul réacteur à avoir enregistré des performances exceptionnelles; du point de vue de leur rendement viager, six des vingt premiers réacteurs sur les 350 existant dans le monde sont des réacteurs canadiens CANDU⁽¹⁹⁾.

(16) *Ibid.*

(17) Les facteurs de charge ne peuvent donner qu'une indication générale du rendement et les comparaisons directes ne seront pas toujours valides. Si un pays possède différents types d'installations de production, l'énergie nucléaire sera généralement utilisée pour fournir la charge de base et les facteurs de charge auront alors tendance à être élevés. Cependant, dans un pays qui dépend surtout de l'énergie nucléaire, on aura tendance à utiliser la capacité de production nucléaire en fonction de la demande de puissance; en conséquence, les centrales ne seront pas toujours utilisées à pleine capacité et les facteurs de charge auront tendance à être moins élevés. Dans le cas des centrales prises séparément, les facteurs de charge annuels seront élevés s'il n'y a pas eu d'arrêt pour remplacer le carburant durant la période d'observation. Les réacteurs CANDU sont réalimentés alors qu'ils sont en marche et, par conséquent, ne subissent pas d'arrêt pour le remplacement du combustible.

(18) « 1992 Annual Review of Load Factors », *Nuclear Engineering International*, avril 1993, p. 24.

(19) *Nuclear Sector Focus 1993*, p. G-2.

En dépit du rendement exceptionnel de certains réacteurs, le rendement global des réacteurs CANDU en exploitation n'est pas aussi impressionnant. Le tableau 1 indique les facteurs de charge pour les pays qui possèdent plus de quatre réacteurs d'une puissance brute de 150 Mwe. Pour ce qui est du facteur de charge sur le cycle de vie, le Canada se classe au huitième rang, avec une moyenne de 73,7 p. 100; cependant, en 1992, le Canada n'est arrivé qu'au treizième rang, avec un facteur de charge annuel moyen de 65,3 p. 100⁽²⁰⁾.

Une bonne partie du fléchissement du rendement est attribuable au vieillissement des centrales de type « A », qui sont les plus anciennes; cependant, les problèmes de démarrage éprouvés à la centrale de Darlington ont aussi eu une incidence. Un autre facteur général semble avoir été l'entretien insuffisant des centrales nucléaires d'Ontario Hydro. La chute de rendement de la centrale Bruce A, par exemple, a été imputée à la réduction des budgets d'exploitation et d'entretien au milieu des années 80, ce qui a entraîné un retard de plus en plus important dans les travaux d'entretien⁽²¹⁾. En 1993, le retard global accumulé dans les travaux d'entretien des cinq centrales nucléaires d'Ontario Hydro représentait 18 000 heures de travail⁽²²⁾.

La détérioration des tubes de force à la centrale Pickering A a été l'un des premiers problèmes sérieux que l'on a rencontrés. Depuis, un certain nombre d'autres problèmes ont été abondamment relatés; ces problèmes sont discutés dans les sections qui suivent.

(20) *Ibid.*, p. G-5.

(21) « The Cost of Not Doing Maintenance: a Cautionary Tale from Bruce A », *Nuclear Engineering International*, mars 1993, p. 15.

(22) Geoffrey Scotton, « Ontario Nuclear Plants Hit Safety Money Woes », *Financial Post*, 6 décembre 1993, p. 3.

Tableau 1
Rendement par pays — Classement selon le rendement sur le cycle de vie

Pays	Nombre. de réacteurs	Facteur de charge annuel (en %)	Facteur de charge sur le cycle de vie (en %)	Capacité en MWe
Hongrie	4	87,4	84,3	1 840
Finlande	4	89,3	83,8	2 400
Suisse	5	84,1	81,5	3 109
Belgique	7	84,6	81,0	5 751
Tchécoslovaquie	8	76,3	77,5	3 542
Espagne	9	82,9	74,7	7 388
Corée du Sud	9	83,4	74,6	7 758
Canada	19	65,3	73,7	13 904
Allemagne	21	75,2	72,0	23 814
Suède	12	76,0	70,6	10 422
Japon	42	72,3	68,9	33 399
Taiwan	6	76,3	67,2	5 144
France	55	62,8	63,1	59 104
Bulgarie	6	35,5	61,9	3 760
États-Unis	109	68,5	61,5	106 743
Royaume-Uni	29	52,5	50,8	14 204
Indes	7	39,7	42,2	1 565

Sources : *Nuclear Engineering International*, février 1993; ÉACL, *Nuclear Sector Focus* 1993.

C. La centrale nucléaire de Pickering

L'une des premières difficultés importantes qu'a connue le système CANDU est survenue en 1983 lorsqu'un tube de force a cédé au réacteur Pickering 2. Cet incident a mené par la suite au remplacement des tubes des quatre unités de la centrale Pickering A. Le remplacement des tubes avait été prévu, mais pas aussi tôt qu'il s'est avéré nécessaire de le faire.

Le réacteur CANDU est conçu pour que les tubes de force, situés dans le coeur du réacteur, puissent être remplacés. En théorie, cela permet de doubler la vie utile du réacteur. On avait prévu à l'origine que les tubes de force dureraient entre 15 et 20 ans; mais le tube de force qui s'est rompu dans le réacteur Pickering 2 n'avait été en service que depuis onze ans⁽²³⁾.

Plusieurs facteurs ont contribué à cette défaillance. Lorsque le réacteur est en opération, les tubes de force ont tendance à s'allonger. Des patins de séparation, appelés ressorts extenseurs, qui auraient dû maintenir les tubes de force centrés à l'intérieur des tubes de cuve, se sont déplacés, laissant les tubes de force s'affaisser et, dans certains cas, venir en contact avec les tubes de cuve où circule le fluide de refroidissement. L'alliage de zirconium utilisé pour la fabrication des tubes de force des réacteurs Pickering 1 et 2 a aussi été plus vulnérable que prévu à l'absorption d'hydrogène. L'hydrogène, produite par l'effet de la radiation sur l'eau lourde utilisée comme caloporteur, a formé des hydrures, qui ont migré vers les points de contact plus froids où ils ont provoqué en effritement, puis la formation de cloques et, enfin, des fissures. Dans les réacteurs CANDU de modèle plus récent, on a utilisé un alliage plus résistant aux hydrures pour la fabrication des tubes de force ainsi que des ressorts extenseurs, dont l'ajustement est plus serré et qui ont beaucoup moins tendance à se déplacer. Ces réacteurs CANDU de modèle plus récent sont donc beaucoup moins vulnérables à une détérioration des tubes de force.

On a maintenant procédé au remplacement de la tubulure des quatre unités de la centrale Pickering A. Il a fallu quatre ans pour procéder au remplacement des tubes de la première unité, celle de Pickering 2. Pour la dernière, soit Pickering 4, il n'a fallu que 19 mois⁽²⁴⁾. Le remplacement des tubes est une opération coûteuse non seulement en raison des coûts directs qu'elle comporte mais à cause du coût d'achat de l'énergie de remplacement. Le coût direct du

(23) Geoff McCaffrey, ÉACL CANDU, communication personnelle.

(24) *Ibid.*

remplacement des tubes des unités Pickering 1 et 2, par exemple, a été de 402 millions de dollars, mais le coût du remplacement de l'électricité pour chacune de ces unités a été d'environ 200 000 à 250 000 dollars par jour⁽²⁵⁾.

Depuis le remplacement des tubes, les trois premières unités de la centrale Pickering A ont donné un assez bon rendement, enregistrant un facteur de charge combiné de plus de 80 p. 100 en 1992. En fait, le rendement des unités 2 et 3 a été exceptionnel, avec un facteur de charge de près de 90 p. 100 dans les deux cas⁽²⁶⁾.

D. La centrale nucléaire de Bruce

1. Remplacement de la tubulure

Après la centrale Pickering A, c'est la centrale Bruce A, qui était entrée en exploitation entre 1977 et 1979, qui est la plus vieille centrale à plusieurs unités du complexe de production d'énergie nucléaire d'Ontario Hydro. Jusqu'à récemment, on avait prévu que les quatre unités de la centrale Bruce A seraient les prochaines où l'on procéderait au remplacement de la tubulure et à une remise en état. En principe, cela devrait permettre à la centrale Bruce A de fonctionner à pleine capacité jusqu'à la fin de sa vie utile prévue, soit jusqu'à environ 2017. À défaut de remplacer les tubes, la centrale Bruce A devrait être progressivement mise hors service au cours de la prochaine décennie.

Tel que nous l'avons déjà indiqué, le remplacement des tubes de la centrale Bruce A représenterait un déboursé très important pour Ontario Hydro, à un moment où cette société est déjà fortement endettée. Le coût total a été estimé à environ trois milliards de dollars, soit environ deux milliards de dollars pour les réparations aux réacteurs et une somme supplémentaire de 860 millions de dollars pour la remise en état de la centrale⁽²⁷⁾. En mars 1993, Ontario Hydro a annoncé qu'elle avait reporté à plus tard son projet de remplacement des tubes dans les quatre unités de la

(25) *Démystification de l'énergie nucléaire* (1988), p. 164.

(26) « 1992 Annual Review of Load Factors », *Nuclear Engineering International* (1993), p. 20-21.

(27) « Canada's Nuclear Watchdog ... », *CP Newswire*, 1^{er} mai 1993.

centrale nucléaire Bruce A, qu'elle continuera toutefois d'exploiter aussi longtemps qu'il sera sécuritaire de le faire⁽²⁸⁾.

Un développement technique récent pourrait permettre à Ontario Hydro et aux autres propriétaires de réacteurs CANDU d'éviter ou de reporter le choix difficile à faire entre des réparations coûteuses et la mise hors service de certains réacteurs CANDU avant la date prévue. Ce développement est la mise au point d'une version améliorée d'un instrument appelé le SLAR (appareil de localisation et de repositionnement des patins d'espacement)⁽²⁹⁾. Le SLAR est utilisé pour recentrer le tube de force à l'intérieur du tube de duve et à repositionner les ressorts extenseurs. Il peut aussi mesurer le degré d'affaissement et servir de sonde ultrasonique pour détecter l'emplacement et la gravité de toute cloque qui se formerait dans le tube de force.

Le SLAR a déjà été utilisé avec succès à l'unité Bruce 4. Si cet outil continue de fonctionner aussi bien que prévu, il permettra de prolonger la vie des tubes de pression, de cinq à sept ans selon une estimation modeste. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick s'est déjà engagée à réaliser un programme complet de SLAR, ce qui devrait lui permettre de reporter le remplacement prévu des tubes de son réacteur de Point Lepreau de dix ans, soit de 1998 à 2008⁽³⁰⁾. À ce moment-là, les tubes de force auront été en service depuis 25 ans.

2. Marques d'usure dans les tubes de force

Un autre problème qui a retenu beaucoup l'attention est le phénomène connu sous l'expression d'usure de contact. La centrale Bruce A est celle qui est la plus touchée par ce problème. La cause est quelque peu complexe mais son résultat est que la vibration des faisceaux de combustible à l'entrée du tube de force produit des sillons, ou « marques d'usure de contact », à l'intérieur du tube de force. Ces sillons sont peu profonds (entre 0,07 et 0,15 mm à l'unité 1⁽³¹⁾, alors que l'épaisseur de la paroi est d'environ 6 mm). En elles-mêmes, les marques d'usure de contact ne constituent pas une grande menace pour l'intégrité des tubes de force. La préoccupation

(28) Ontario Hydro, *Rapport annuel 1992*, p. 11.

(29) « Revised SLAR Toll Puts Off Retubing », *Nuclear Engineering International*, 12 avril 1993, p. 10.

(30) Geoff McCaffrey, ÉACL CANDU, communication personnelle.

(31) Commission de contrôle de l'énergie atomique, *AECB Staff Annual Report of Bruce A NGS for the Year 1991*, Ottawa, novembre 1991, p. 11.

porte sur la possibilité que ces marques deviennent des points de tension qui pourraient favoriser la formation d'hydrures. Dans certaines conditions, les hydrures peuvent engendrer un état connu sous le nom de « fissuration par hydruration retardée », qui pourrait provoquer l'éclatement d'un tube de force.

La probabilité que soient réunies simultanément toutes les conditions particulières requises pour engendrer un état de fissuration par hydruration retardée semble être faible et, jusqu'à maintenant, la fissuration par hydruration retardée imputable à des marques d'usure par contact n'a été observée dans aucun des réacteurs de la centrale Bruce A⁽³²⁾. En outre, Ontario Hydro a procédé à une analyse qui a indiqué qu'une fissure éventuelle serait détectée par une fuite du fluide de refroidissement dans l'espace situé entre le tube de force et le tube de cuve, entraînant ainsi la mise hors service du réacteur avant que le tube de force ne cède⁽³³⁾. La CCÉA a décidé que ce risque était suffisamment faible pour permettre l'exploitation de la centrale Bruce A à court terme⁽³⁴⁾, mais elle a limité le nombre de cycles d'exploitation supplémentaires autorisés avant que l'on ait à obtenir à nouveau son approbation pour poursuivre l'exploitation⁽³⁵⁾.

En novembre 1992, la CCÉA a accordé une prolongation de six mois à la licence d'exploitation de la centrale Bruce A, plutôt que de la renouveler pour la période habituelle de deux ans. Elle a procédé ainsi afin d'avoir le temps de résoudre les incertitudes au sujet de l'intégrité à long terme des tubes de force⁽³⁶⁾. En mai 1993, après avoir fait un examen de la situation, la CCÉA a accordé une licence d'exploitation d'une année à la centrale Bruce A.

On a aussi décelé certaines marques d'usure de contact dans les tubes de force de la centrale Bruce B; cependant, le problème est moins grave que celui qui a été observé à la centrale Bruce A. Les tubes de force de la centrale Bruce B ont été installés de telle manière que les

(32) Commission de contrôle de l'énergie atomique, *AECB Staff Annual Report on the Bruce A Nuclear Generating Station for the Year 1992*, Ottawa, septembre 1992, p. 11.

(33) *AECB Staff Annual Report of Bruce A NGS for the Year 1991*, p. 11.

(34) *AECB Staff Annual Report on Bruce A Nuclear Generating Station for the Year 1992*, p. 15.

(35) *Ibid.*, p. 12.

(36) *Ibid.*, p. 13.

tensions sont très faibles; les tubes de force sont donc moins vulnérables à l'apparition de fissures ou à des défaillances⁽³⁷⁾.

3. Vice de conception dans le système d'arrêt

Un autre problème sérieux est apparu à la centrale nucléaire de Bruce durant l'évaluation faite par Ontario Hydro des modifications proposées en vue de prévenir l'usure de contact des tubes de force dans l'avenir. Une anomalie a été constatée lors de l'analyse d'un accident important mettant en cause une perte importante de fluide de refroidissement. Dans certaines conditions (hautement improbables), les systèmes d'arrêt ne disposeraient pas d'une marge de sécurité suffisante s'il se produisait une perte importante de fluide de refroidissement alors que les réacteurs fonctionnent à plein régime⁽³⁸⁾. À la suite de cette découverte, tous les réacteurs de la centrale de Bruce ont été déclassés à un niveau maximum de 60 p. 100 de leur puissance théorique, bien que l'on ait permis par la suite que les réacteurs de la centrale Bruce B soient exploités à 80 p. 100 de leur puissance. La pénalité économique correspondant à cette réduction est très élevée. Toutefois, Ontario Hydro a déjà trouvé une solution au problème et elle apporte actuellement les modifications requises à la centrale de Bruce, lesquelles seront terminées à l'été de 1994. Ces modifications comporteront l'avantage supplémentaire de supprimer la principale cause d'usure de contact dans les tubes de force.

4. Les génératrices de vapeur

Les génératrices de vapeur ont aussi causé des ennuis à Ontario Hydro à la centrale Bruce A et, dans une moindre mesure, à la centrale Bruce B. Des fuites observées dans les tubulures des génératrices de vapeur ont provoqué un certain nombre d'arrêts d'exploitation aux unités de la centrale Bruce A. La cause de ces fuites a été attribuée à une combinaison de l'usure causée par la vibration et d'un fendillement résultant de la tension provoquée par la corrosion⁽³⁹⁾. Le problème a été aggravé dans l'une des génératrices de vapeur de l'unité 2 par la présence d'un

(37) Commission de contrôle de l'énergie atomique, *AECB Staff Annual Report on the Bruce B Nuclear Generating Station for the Year 1992*, Ottawa, septembre 1993, p. 12-13.

(38) Commission de contrôle de l'énergie atomique, *Rapport annuel 1992-1993*, ministre des Approvisionnements et Services Canada, p. 9-10.

(39) *AECB Staff Annual Report on the Bruce A Nuclear Generating Station for the Year 1992*, p. 10.

blindage de plomb qui avait été laissé accidentellement dans la génératrice de vapeur lors d'un arrêt antérieur.

Les génératrices de vapeur des unités de la centrale Bruce A font l'objet d'une remise en état, à un coût de 80 millions de dollars; ces travaux devaient être terminés à la fin de 1993. Le programme aura permis de remettre les génératrices de vapeur des unités 1, 3 et 4 dans un état presque neuf; cependant, les réparations aux génératrices de vapeur de l'unité 2, qui ont subi une détérioration plus sérieuse, ne seront pas aussi importantes⁽⁴⁰⁾.

E. La centrale de Darlington

Les problèmes que connaît Ontario Hydro avec ses centrales nucléaires ne concernent pas tous les plus vieilles unités. La plus récente centrale du complexe de centrales nucléaires à plusieurs unités d'Ontario Hydro est celle de Darlington, située à l'est de Toronto non loin de la centrale de Pickering.

1. Problèmes de démarrage

À l'étape de la mise en marche, la centrale de Darlington a éprouvé des problèmes techniques qui ont retardé son exploitation maximale. Parmi ceux-ci, les plus graves sont les dommages causés aux faisceaux de combustible et les fissures observées sur les arbres primaires de transmission des rotors des génératrices.

Les dommages causés aux faisceaux de combustible, d'abord découverts au début de 1991 à l'unité 2, ont été attribués à la vibration des faisceaux de combustible à l'intérieur des tubes de force. La cause de ce phénomène a été reliée aux pompes principales du système caloporteur primaire alimenté à l'eau lourde. Les turbines des pompes engendraient une fluctuation de la pression de 150 cycles par seconde, laquelle pouvait être amplifiée à certains points du système caloporteur, causant une vibration excessive des faisceaux de combustible⁽⁴¹⁾. Ce problème a été corrigé par le remplacement des turbines originalement installées dans les

(40) Geoff McCaffrey, ÉACL CANDU, communication personnelle, 21 décembre 1993.

(41) « Cracked Fuel Halts Darlington Startup », *Nuclear Engineering International*, avril 1992, p. 7.

pompes par d'autres, dont la fréquence dominante de fluctuation de la pression est de 210 cycles plutôt que de 150 cycles à la seconde⁽⁴²⁾.

L'arbre primaire du rotor de la génératrice transfère la puissance mécanique de la turbine au rotor de la génératrice d'électricité. La génératrice ne fait pas partie du système du réacteur nucléaire mais elle constitue un élément essentiel de la centrale de production d'énergie. On a constaté que les cinq premiers arbres de rotor de génératrices livrés à la centrale de Darlington pouvaient se fissurer. Le danger est que ces fissures pourraient s'aggraver et provoquer un bris catastrophique de l'arbre du rotor.

Les petites fissures découvertes sur l'arbre de la génératrice de l'unité 2 ont entraîné des arrêts prolongés en 1990 et en 1991. En mai 1992, un arbre de rotor de nouvelle conception, qui permet de supprimer le problème des fissures, a été installé à l'unité 2. Les rotors des unités 1,3 et 4 ont été modifiés de manière à permettre l'exploitation de ces unités, mais ils seront remplacés par un rotor de nouvelle conception. Ces travaux devaient se faire en mai 1993 à l'unité 1 et en mars et août 1994 aux unités 3 et 4⁽⁴³⁾.

En raison de ces problèmes de démarrage, la production d'énergie à la centrale de Darlington a été limitée. Au cours de ses trois premières années et demie d'exploitation, l'unité 2 a enregistré un facteur de charge moyen de seulement 29,9 p. 100, tandis que l'unité 1 a enregistré un facteur de charge de 56,8 p. 100 entre juillet 1992 et la fin de juin 1993⁽⁴⁴⁾. Les unités 3 et 4, entrées en service à la fin de 1992 et au début de 1993, n'ont pas été exploitées suffisamment longtemps pour que l'on puisse établir des facteurs de charge fiables.

2. Coûts

L'une des principales cibles des critiques de la centrale de Darlington a été son coût, qui a dépassé considérablement l'estimation originale et qui a contribué à confirmer la perception du coût élevé de l'énergie nucléaire. Les dépassements de coût ne sont pas inhabituels dans les grands projets de construction et, dans le cas de la centrale de Darlington, bon nombre des raisons en cause n'étaient pas liées directement au fait qu'il s'agissait d'une centrale nucléaire.

(42) Commission de contrôle de l'énergie atomique, *AECB Staff Annual Report on the Darlington Nuclear Generating Station for the Year 1992*, Ottawa, septembre 1993, p. 13-14.

(43) *Ibid.*, p. 14.

(44) « Load Factors to End June 1993 », *Nuclear Engineering International*, novembre 1993, p. 19.

Darlington a d'abord été commandée en 1973, mais sa construction n'a débuté qu'environ une décennie plus tard, soit entre 1981 et 1985. Même si l'on s'est servi des données initiales, moins élevées, pour mesurer la hausse des coûts de la centrale de Darlington, l'estimation de 7,4 milliards de dollars faite par Ontario Hydro au début de la construction, soit en 1981, constitue un point de référence plus réaliste. Cette estimation était la première à tenir compte de données détaillées sur la conception technique et à prévoir des montants pour l'inflation en fonction d'une date de livraison du projet en 1988⁽⁴⁵⁾.

L'estimation actuelle de 13,8 milliards de dollars représente une augmentation de 6,8 milliards de dollars, soit 86 p. 100, par rapport à l'estimation de 1981. Le principal facteur responsable de l'escalade des coûts a été le retard dans les travaux par rapport au calendrier prévu de construction, retard qui a coûté environ 3,3 milliards de dollars en intérêts supplémentaires sur les fonds empruntés pour financer la construction de la centrale. Environ la moitié du délai était attribuable à des problèmes de construction. Les autres causes de retard sont liées aux initiatives visant à réduire les dépenses en immobilisation, qui ont reporté la construction des unités 3 et 4 de deux ans, aux exigences plus rigoureuses de la CCÉA, ainsi qu'à une grève des travailleurs de l'électricité.

Les modifications apportées à la politique financière d'Ontario Hydro, y compris les changements intervenus dans la façon dont les projets d'immobilisation portant sur des unités multiples sont intégrés à l'assiette de tarification et l'inclusion du coût de la formation du personnel affecté aux centrales nucléaires (préalablement imputée aux opérations courantes), ont ajouté un montant additionnel de 1,2 milliard de dollars.

Les deux autres facteurs contributifs ont été les modifications de conception en cours de construction, la plupart imputables aux changements apportés à la réglementation de la CCÉA, lesquels ont ajouté environ 0,9 milliard de dollars, et les exigences plus complexes au chapitre de la conception par rapport à ce qui avait été prévu en 1981, lesquelles ont ajouté un autre milliard de dollars.

(45) Geoff McCaffrey, AÉCL CANDU, « Background-Darlington Costs », article non publié.

ÉNERGIE ATOMIQUE DU CANADA LIMITÉE

A. Introduction

Bien que la société Énergie atomique du Canada Limitée (ÉACL) ne soit pas directement mêlée à la production d'énergie nucléaire, elle joue un rôle important et essentiel dans l'industrie nucléaire canadienne. ÉACL est le principal organisme de recherche et de développement du Canada dans le domaine de l'énergie nucléaire. À ce titre, elle est responsable de la conception, de l'ingénierie et de la commercialisation des réacteurs CANDU, ainsi que de la prestation des services de soutien technique et scientifique offerts aux propriétaires et réacteurs CANDU. En outre, elle effectue des travaux de recherche et de développement englobant une vaste gamme de domaines fondamentaux et appliqués des sciences et de la technologie.

ÉACL a été constituée en société d'État fédérale en 1952 en vue de mener des travaux de recherche et de développement sur les applications pacifiques de l'énergie nucléaire. La mission déclarée d'ÉACL est de soutenir le programme CANDU en tant que « source concurrentielle d'approvisionnement en électricité », conformément à la politique fédérale de soutien d'une option canadienne d'approvisionnement en énergie nucléaire⁽⁴⁶⁾.

ÉACL comprend deux grandes divisions, ÉACL CANDU et ÉACL Recherche, placées sous la direction d'un bureau central. La Division CANDU est responsable de la conception des réacteurs CANDU et de leur commercialisation à l'étranger et au pays. Elle fournit aussi des services techniques et des services de gestion de projet à ses clients. La Division CANDU s'autofinance et, de fait, dégage un bénéfice qui contribue au financement des activités de R-D de la société. La Division de la recherche réalise des travaux de recherche et de développement portant sur la sécurité et l'efficacité des réacteurs CANDU en exploitation, ainsi que sur les améliorations à la technologie des futurs réacteurs⁽⁴⁷⁾. Le budget d'exploitation annuel de la Division de la recherche est d'environ 300 millions de dollars, dont quelque 160 millions sont fournis par le gouvernement fédéral. La plus grande partie du reste provient de l'exploitation

(46) Énergie atomique du Canada Limitée, *Sommaire du plan de l'entreprise et des budgets, 1992-1993 – 1996-1997*, Ottawa, avril 1992, p. 1.

(47) *Ibid.*

commerciale et de la récupération des coûts auprès de tiers. L'effectif total d'ÉACL est d'environ 4 500 employés.

B. Conception et commercialisation du réacteur CANDU

1. Conception

Les activités de conception d'ÉACL sont présentement axées sur la prochaine génération de réacteurs CANDU : le réacteur CANDU-3 DE 450 Mwe et le réacteur CANDU-9 DE 900 Mwe. La priorité d'ÉACL porte sur la conception du réacteur CANDU-3, maintenant terminée à plus de 70 p. 100. Le réacteur CANDU-9 en est à une étape beaucoup moins avancée de son développement.

Le réacteur CANDU-3 de 450 MWe est passablement plus petit que le réacteur standard CANDU-6 d'ÉACL (d'environ 700 Mwe). Le réacteur CANDU-3 se caractérise par une conception modulaire simplifiée où l'on a mis l'accent sur un coût en immobilisation moins élevé, un délai de construction plus court, une plus grande adaptabilité, une meilleure fiabilité et la facilité d'entretien⁽⁴⁸⁾.

Cette approche comporte un certain nombre d'avantages. ÉACL prévoit que la période de construction d'un réacteur CANDU-3 sera de trois ans. Par comparaison, la période de construction la plus courte, jusqu'à maintenant, pour un réacteur de modèle CANDU-6 a été d'environ cinq ans. Une période de construction plus courte réduit les coûts d'immobilisation en minimisant les frais d'intérêt courus. En principe, une période de construction plus courte permettrait aussi de mieux adapter la capacité de production à la demande. Un autre avantage prévu du réacteur CANDU-3 est qu'étant donné sa plus grande simplicité, les pays qui possèdent des compétences techniques de base devraient être en mesure de fabriquer certains composants du système.

L'étape de la conception du réacteur CANDU-3 a été prolongée en raison des compressions imposées à ÉCAL et, à l'heure actuelle, la société ne peut avancer une date ferme d'achèvement, laquelle dépendra de l'engagement des clients envers le réacteur CANDU-3.

(48) Énergie atomique du Canada Limitée, Opérations CANDU, *Candu-3 Technical Outline*, n° de document 74-01010-TED-01 (rév. 9), septembre 1989, p. 1.

En vertu des dispositions d'un protocole d'entente (PE) signé avec le gouvernement de la Saskatchewan en décembre 1992, ÉCAL déménagera son équipe de conception et d'ingénierie ainsi que son bureau de commercialisation du réacteur CANDU-3, à Saskatoon, en Saskatchewan. Ce déménagement prévoyait l'installation d'une équipe de 115 employés à Saskatoon avant décembre 1993 et l'augmentation progressive de cet effectif jusqu'à 140 employés d'ici décembre 1994⁽⁴⁹⁾.

Le réacteur CANDU-9, de plus grande dimension, en est toujours aux premières étapes de la conception. L'un des facteurs favorisant son développement est la difficulté d'obtenir des autorisations pour de nouveaux sites de réacteurs nucléaires. Dans ces circonstances, l'utilisation maximale des sites déjà disponibles tend à favoriser les réacteurs de grande capacité. Il y a lieu de mentionner que la conception des unités de 900 Mwe à Darlington, en Ontario, a été assurée en grande partie par Ontario Hydro et que les réacteurs de Darlington ne sont pas des modèles CANDU-9.

2. Commercialisation

a. Marchés d'exportation

Même si la croissance de l'énergie nucléaire a ralenti considérablement, il y a toujours dans le monde un nombre important de réacteurs nucléaires dont la construction est en cours ou projetée. Toutefois, peu de commandes ont été passées récemment pour de nouveaux réacteurs (seulement huit en 1991 et 1992)⁽⁵⁰⁾. Compte tenu de l'état actuel du marché, ÉACL a affiché une bonne tenue en vendant trois réacteurs CANDU, tous à la Corée du Sud, depuis 1990. La vente la plus récente de deux réacteurs CANDU-6 à la société Korea Electric Power Co. (KEPCO) a été annoncée en septembre 1992. Cela porte à quatre le nombre de réacteurs CANDU vendus à la Corée du Sud. Ces ventes étaient les premières à avoir été conclues depuis la vente de réacteurs CANDU à la Roumanie au début des années 80.

À l'heure actuelle, la Corée du Sud demeure le pays qui offre les meilleurs perspectives de ventes à l'exportation. Selon ÉACL, les plans à long terme de la Corée du Sud

(49) Protocole d'entente entre le gouvernement de la Saskatchewan et Énergie atomique du Canada Limitée (ÉACL), 21 décembre 1992.

(50) *Nuclear Sector Focus 1993*, p. C-21.

prévoient l'achat de trois unités CANDU supplémentaires après celles de Wolsong 3 et 4. ÉCAL prévoit qu'après les réacteurs Wolsong 3 et 4, la Corée préférera probablement acquérir des réacteurs CANDU-9 de plus grande capacité⁽⁵¹⁾.

Comme nous l'avons indiqué précédemment, ÉCAL a vendu cinq réacteurs CANDU à la Roumanie entre 1979 et 1985. La construction, qui a débuté à Cernavoda entre 1980 et 1986, a ralenti en raison des difficultés éprouvées à la fin des années 80. En 1991, le gouvernement canadien a pris la décision de fournir le financement requis pour un contrat de gestion de projet à la centrale Cernavoda 1, par l'intermédiaire de la Société d'expansion des exportations du Canada⁽⁵²⁾. Cette initiative devrait aider à remettre en marche le programme CANDU en Roumanie et l'on prévoit maintenant que la centrale de Cernavoda commencera à fournir de l'énergie, qui fait sérieusement défaut, d'ici la fin de 1994⁽⁵³⁾.

À plus long terme, les meilleures perspectives de ventes à l'exportation seront probablement les économies en croissance rapide de l'Asie du Sud-Est; cependant, il pourrait aussi y avoir certaines possibilités en Europe de l'Ouest⁽⁵⁴⁾.

b. Marché intérieur

Les perspectives de ventes de réacteurs CANDU au Canada semblent être limitées dans l'avenir immédiat. Trois provinces, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick, possèdent déjà des installations nucléaires. Parmi les autres provinces seule la Saskatchewan a envisagé la possibilité de recourir à l'énergie nucléaire.

Après avoir été porté au pouvoir en septembre 1990, le gouvernement néo-démocrate de l'Ontario a imposé un moratoire sur la construction de nouvelles installations nucléaires dans la province⁽⁵⁵⁾. En réalité, ce moratoire est surtout symbolique. L'Ontario dispose maintenant d'un important surplus de capacité de production d'électricité. En décembre 1991,

(51) Énergie atomique du Canada Limitée, *Sommaire du plan de l'entreprise et des budgets, 1992-1993 – 1996-1997*, p. 3.

(52) *Ibid.*

(53) Énergie atomique du Canada Limitée, Ottawa, *Bilan des activités 1991-1992*, 1992, p. 15.

(54) *Ibid.*, p. 17.

(55) Énergie, Mines et Ressources, *1990 Annuaire des minéraux du Canada*, Ottawa, ministre des Approvisionnements et Services, 1991, p. 67.10.

Ontario Hydro a présenté une version corrigée de son plan de projection de la demande et de l'offre pour les 25 prochaines années, lequel met maintenant l'accent sur la gestion de la demande et la production d'électricité par des intérêts privés, et reporte à plus tard la construction de nouvelles installations de production, pour l'avenir prévisible⁽⁵⁶⁾. Dans le cas de l'Ontario, les activités d'ÉACL CANDU porteront principalement sur la remise en état des centrales « A », plus vieilles, que possède Ontario Hydro.

Le Québec n'a qu'une seule centrale nucléaire en exploitation, celle de Gentilly 2, près de Trois-Rivières. Il s'est engagé sur la voie de la production d'énergie hydroélectrique et, à l'heure actuelle, la capacité de ce secteur est suffisante pour répondre aux besoins anticipés. Le Nouveau-Brunswick est la seule autre province canadienne qui exploite à l'heure actuelle une centrale nucléaire. ÉACL a poursuivi des pourparlers avec la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au sujet de la construction d'une deuxième centrale nucléaire, qui entrerait en exploitation à la fin du siècle, mais il n'est pas encore établi si et un engagement ferme à l'égard de ce projet pourra être pris⁽⁵⁷⁾.

En mars 1972, le nouveau gouvernement de la Saskatchewan a décidé de ne pas donner suite aux dispositions du protocole d'entente liant la société Saskatchewan Power Corporation et ÉCAL, conclu par le précédent gouvernement et qui avait entrouvert la porte à une extension de l'industrie nucléaire en Saskatchewan. En décembre 1992, le gouvernement de la Saskatchewan et ÉACL ont signé un nouveau protocole d'entente qui, même s'il énonce explicitement que le gouvernement de la Saskatchewan n'a pris aucun engagement préalable envers l'achat d'un réacteur CANDU-3, il n'écarte pas pour autant cette possibilité⁽⁵⁸⁾.

(56) Énergie, Mines et Ressources, *Annuaire des minéraux du Canada, 1991*, Ottawa, ministre des Approvisionnements et Services, 1992, p. 50.13.

(57) Énergie atomique du Canada Limitée, *Sommaire du plan del'entreprise et des budgets, 1992-1993 – 1996-1997*, Ottawa, p. 3.

(58) *Protocole d'entente entre le gouvernement de la Saskatchewan et Énergie atomique du Canada Limitée (ÉACL)*, 21 décembre 1992.

C. Recherches effectuées par ÉACL

La plupart des activités de recherche d'ÉACL liées à l'énergie nucléaire sont effectuées aux laboratoires de Chalk River, près d'Ottawa, en Ontario, ainsi qu'aux laboratoires de Whiteshell, à Pinawa, dans le sud-est du Manitoba.

Les programmes de recherche et de développement d'ÉACL englobent une vaste gamme d'activités. Une partie importante des efforts de la société sont orientés vers le soutien des opérations du réacteur CANDU. Ainsi, ÉACL fait des recherches sur les moyens de réduire la probabilité de fissures et de défaillances des tubes de force. Le programme de recherche d'ÉACL a aussi aidé à déterminer la cause des dommages causés aux faisceaux de combustible à la centrale de Darlington. Un autre important secteur d'activité est le développement de technologies d'évacuation des déchets radioactifs, telles que le concept de l'évacuation en profondeur du combustible irradié dans le Bouclier canadien. Une bonne partie de ces travaux se déroulent au laboratoire de recherche souterrain, situé près des laboratoires de Whiteshell d'ÉACL, à Pinawa, au Manitoba.

Parmi les autres secteurs de recherche, il y a l'environnement et la biologie radioactive. ÉACL poursuit aussi le développement de technologies commerciales dans les domaines nucléaires et non nucléaires.

D. Évolution récente

À l'instar d'autres secteurs de l'industrie nucléaire, ÉACL est forcée de rationaliser ses opérations. En janvier 1993, la société a annoncé qu'elle supprimerait 250 postes de sa division de recherche afin de retrancher 15 millions de dollars à son budget d'exploitation de 300 millions de dollars. Cette décision faisait suite à une directive du gouvernement fédéral demandant à ÉACL de s'autofinancer davantage⁽⁵⁹⁾. Les réductions de personnel ont porté sur les installations de Chalk River et de Whiteshell et elles ont touché le personnel de soutien plutôt que les chercheurs. Dans le cadre d'une initiative antérieure, le nombre d'employés au siège social, à Ottawa, a été réduit de près des deux tiers, de 160 à 54⁽⁶⁰⁾.

(59) John Ibbitson, « Chalk River Feels Fiscal Pinch », *Ottawa Citizen*, 7 janvier 1993, p. A.1.

(60) « Atomic Energy Axing 250 Jobs », *Toronto Star*, 7 janvier 1993, p. 62.

Plus récemment, ÉACL a établi un groupe de travail au niveau de la direction pour examiner la restructuration de la société en vue d'en accroître l'efficacité tout en réduisant les coûts. Le groupe de travail devait présenter ses recommandations avant la fin de 1993 et la transition devait être achevée au cours de la première partie de 1994⁽⁶¹⁾. Des changements s'imposent à ÉACL si la société veut accomplir sa mission première qui est de soutenir et de promouvoir le développement de la technologie CANDU.

À titre de mesure supplémentaire de réduction des coûts, ÉACL a annulé son projet de construction d'un nouveau réacteur « Maple-X10 », qui aurait permis de produire des radio-isotopes pour Nordion International et d'autres clients⁽⁶²⁾.

PERSPECTIVE

L'énergie est fondamentale au niveau de vie du Canada, et le pays affiche l'un des niveaux de consommation d'énergie par habitant les plus élevés au monde. Cela ne veut pas dire que l'économie canadienne utilise l'énergie de façon inefficace. Le niveau élevé de consommation d'énergie par habitant du pays est partiellement attribuable au climat nordique et à l'étendue géographique du pays, ainsi qu'au fait qu'une bonne partie de l'industrie canadienne est énergivore. L'énergie nucléaire fait une contribution importante à l'approvisionnement énergétique du Canada. L'Ontario notamment, où 50 p. 100 de l'électricité est d'origine nucléaire, dépend beaucoup de cette source d'énergie.

Pour le Canada, l'énergie nucléaire comporte un certain nombre d'avantages. Avec suffisamment de réserves d'uranium pour répondre à ses propres besoins dans l'avenir immédiat et une industrie intérieure de production du combustible nucléaire tout à fait capable de soutenir le système CANDU, l'énergie nucléaire assure au Canada la sécurité des approvisionnements énergétiques. Plutôt que d'avoir à importer des combustibles fossiles, le Canada exporte de l'uranium, ce qui contribue à améliorer sa balance commerciale.

(61) Tim Ruhnke, « Special AECL Task Team to Look at Restructuring », *The North Renfrew Times*, 29 septembre 1993, p. 6.

(62) Tim Ruhnke, « AECL Stops Maple-X Project », *The North Renfrew Times*, 17 novembre 1993, p. 1.

La technologie nucléaire est aussi l'un des quelques secteurs de haute technologie où le Canada possède des compétences de calibre mondial. Non seulement le Canada est-il en mesure de répondre à ses propres besoins au chapitre de la technologie nucléaire, mais ses exportations à cet égard dépassent de beaucoup ses importations. En outre, il y a d'autres retombées industrielles importantes, notamment dans les secteurs de la production de radio-isotopes, de la technologie d'irradiation des aliments et celui du matériel de radiothérapie, où le Canada est un chef de file mondial.

Par ailleurs, l'énergie nucléaire semble en voie de perdre son avantage historique sur le plan des coûts par rapport à la production d'électricité dans des centrales alimentées au charbon. Les coûts de construction de nouvelles installations nucléaires continuent de grimper, tout comme les coûts de réparation des plus vieilles centrales. En outre, on demeure préoccupé au sujet de la sécurité des centrales nucléaires et de l'évacuation des déchets radioactifs, notamment du combustible irradié.

Il y a aussi les questions liées aux effets de la production d'énergie sur l'environnement. Souvent, le débat est centré sur les mérites relatifs de la production d'électricité dans des centrales nucléaires et des centrales alimentées au charbon. Les préoccupations au sujet des émissions acides et des gaz à effet de serre sembleraient conférer un certain avantage à l'énergie nucléaire, bien que des gains importants aient été faits en vue de réduire les émissions acides provenant des centrales alimentées au charbon. Les partisans du développement durable sont en faveur d'un changement d'orientation vers la conservation de l'énergie et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables. Indéniablement, il y a des gains importants à faire au chapitre de la conservation de l'énergie mais ceux-ci ne pourront se réaliser instantanément et, au delà d'un certain niveau, les mesures supplémentaires ne pourront être justifiées en raison de rendements décroissants. En outre, les sources d'énergie renouvelables, par exemple les grands sites hydroélectriques, ne sont pas sans avoir des effets sur l'environnement. Même en misant davantage sur les sources d'énergie renouvelables et aux économies d'énergie, il sera toujours nécessaire de faire appel aux sources d'énergie classiques. La question qui se pose est de savoir quel rôle sera réservé à l'énergie nucléaire?

À court terme, il n'y a pas vraiment de solution de rechange, notamment pour l'Ontario, qui devra continuer à faire appel à l'énergie nucléaire. Étant donné qu'elle a fait des

investissements importants dans les installations nucléaires, il serait prohibitif pour l'Ontario de se tourner maintenant vers une autre forme de production d'électricité.

La véritable question est de savoir si l'énergie nucléaire sera progressivement abandonnée, à long terme, ou si l'on prendra un engagement renouvelé envers le développement du secteur nucléaire à mesure qu'une plus grande capacité de production d'énergie sera requise. Si cela doit se faire, ce ne sera pas avant un certain temps. L'actuel gouvernement néo-démocrate de l'Ontario a imposé un moratoire sur tout développement de l'énergie nucléaire dans la province et les plans à long terme d'Ontario Hydro ne prévoient pas la nécessité d'accroître la capacité de production de la charge de base dans l'avenir immédiat.

L'installation de nouvelles centrales électronucléaires ailleurs au Canada est incertaine. Comme nous l'avons indiqué précédemment, les seules provinces qui pourraient envisager la construction de nouvelles installations nucléaires sont la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick. La faible croissance de la demande d'électricité signifie toutefois que ni l'une ni l'autre n'aura vraisemblablement besoin d'une nouvelle capacité de production d'électricité jusque bien après le tournant du siècle.

Pour beaucoup, cela dépendra de la capacité de l'industrie nucléaire de rétablir la confiance à l'égard du rendement des centrales nucléaires et de leur capacité de produire de l'électricité à un coût concurrentiel. Bien que de nombreux problèmes techniques affectant les centrales CANDU plus anciennes semblent avoir été résolus, il reste à voir si l'industrie pourra revenir aux facteurs de charge des années 70 et du début des années 80. Le rendement des unités de la centrale de Pickering où l'on a procédé au remplacement de la tubulure indique que cela serait possible. Il faut attendre de voir quel sera le rendement de la centrale de Darlington et si celle-ci a maintenant surmonté ses problèmes de démarrage les plus sérieux.

ÉACL est placée devant un défi particulier. Même si elle continuera de jouer un rôle important en vue de soutenir les systèmes CANDU déjà installés, tant au Canada qu'à l'étranger, elle devra certainement compter sur les marchés d'exportation pour enregistrer de nouvelles ventes de réacteurs. Le CANDU-3, qui met l'accent sur l'adaptabilité, la sécurité, la fiabilité, les courts délais de construction et la facilité d'entretien, devrait permettre de combler bon nombre des lacunes de la génération actuelle de réacteurs. Néanmoins, le CANDU fera face à une vive concurrence et, en raison de sa capacité relativement restreinte, il ne sera pas le réacteur choisi

dans tous les cas. Cependant, il pourrait intéresser les entreprises de services publics qui souhaitent faire des ajouts de moindre importance à leur capacité de charge de base.

L'industrie nucléaire canadienne a survécu depuis près d'un demi-siècle mais elle est maintenant arrivée à une importante croisée de chemins. À défaut d'un engagement suffisant, il se peut que le Canada perde le noyau d'expertise requis pour soutenir et développer le système CANDU. Une fois perdues, ces compétences seront presque impossibles à retrouver. Même si une telle éventualité n'empêche pas le pays de recourir à l'option nucléaire comme source d'énergie dans l'avenir, elle limiterait ses possibilités et le laisserait tributaire des autres pays sur le plan de la technologie nucléaire.