

Perspectives ouvertes à l'énergie d'origine nucléaire dans les pays en voie de développement

par G. Woite

Comme suite aux recommandations de la Conférence de Genève de 1971 et en application d'une résolution de la Conférence générale de l'AIEA prévoyant une intensification des mesures prises pour aider les pays en voie de développement à établir leurs programmes nucléo-énergétiques, l'Agence a mené, en coopération avec des Etats Membres, des études dont certaines ont un caractère général et d'autres s'appliquent à un pays particulier. Afin de pouvoir évaluer les perspectives économiques qui s'offrent aux pays en voie de développement dans le domaine de l'énergie d'origine nucléaire, l'Agence a étudié la situation du marché dans quatorze de ces pays. On trouvera un résumé de cette étude, achevée en 1973, dans le volume 15, No 5, du Bulletin de l'AIEA.⁽¹⁾

Les prix du pétrole ayant quadruplé à la fin de 1973, il est apparu que l'énergie d'origine nucléaire allait, au cours des prochaines décennies, prendre une place de tout premier

plan pour couvrir une part croissante de la demande d'énergie de nombreux pays en voie de développement; l'énergie nucléaire qui présente en effet des avantages économiques, permettrait à ces pays de diversifier et de garantir leur approvisionnement.

Pour élargir cette étude de marché en sorte qu'elle tienne compte des changements intervenus dans la situation économique des combustibles fossiles et de l'énergie nucléaire, on l'a remise à jour en 1974 et complétée de façon à couvrir tous les pays susceptibles de bénéficier d'une assistance technique au titre du Programme des Nations Unies pour le développement.⁽²⁾

Parallèlement à ce travail inévitablement théorique, des études approfondies ont été faites en vue d'aider les Etats Membres à établir leurs plans nucléo-énergétiques.^(3,4) Le principe et les résultats de ces études sont résumés ci-dessous.

METHODE GENERALE ET PARAMETRES ECONOMIQUES

Théoriquement, la méthode idéale pour évaluer comment l'énergie d'origine nucléaire pourrait couvrir les besoins énergétiques de ces pays aurait été de comparer tous les avantages et les coûts des différentes solutions possibles, le plan de développement de la production d'électricité qui présenterait le plus d'avantages nets pour l'économie nationale devant être considéré comme le meilleur.

Comme cette méthode idéale n'était toutefois guère applicable en raison du manque de temps, d'effectifs, et d'informations suffisantes, on a décidé de prendre pour terme de comparaison les coûts et non les avantages nets. Il s'ensuit que les prévisions de la demande d'énergie nucléaire ont été établies indépendamment de la stratégie d'approvisionnement et on a admis, au départ, que les différents programmes de développement énergétique, du moment où ils atteignaient un certain niveau bien défini de fiabilité, offraient tous les mêmes avantages globaux aux consommateurs. D'après ce raisonnement, celui qui serait le moins coûteux offrirait logiquement le maximum d'avantages nets. De même on n'a pas tenu compte des effets indirects, tels que les différences de niveau d'emploi entre les

divers programmes énergétiques possibles et leur influence sur l'épargne et les investissements futurs.

Dans le cas des ouvrages hydro-électriques polyvalents, la bonne méthode consisterait à n'utiliser, aux fins de comparaison, que la partie des coûts relative à la production d'énergie. Malheureusement, ce n'est que rarement qu'on possède une ventilation des coûts de ces ouvrages. Pour cette raison, on a postulé que les plans de développement hydro-électrique établis par la plupart des pays seraient réalisés, c'est-à-dire que les centrales seraient construites, même au cas où d'autres installations de production d'électricité seraient jugées préférables du point de vue économique. Pour les pays n'ayant pas de plans de mise en valeur hydro-électrique, on a admis que le potentiel hydro-électrique total serait exploité à 40 ou 60% en l'an 2000.

Pour actualiser les coûts totaux des installations de production d'électricité pendant une période donnée, on a simulé le fonctionnement de toutes les centrales existantes et futures d'un pays à l'aide du programme pour ordinateur WASP⁽⁶⁾ destiné aux études de planification nucléo-énergétique.

Pour l'étude élargie du marché on a adopté une méthode moins astreignante. On déduit des augmentations de puissance installée requises chaque année la capacité de toutes les centrales prévues, qu'il s'agisse de centrales hydro-électriques, de centrales classiques utilisant des combustibles locaux ou d'autres installations destinées à assurer la demande de pointe telles que les centrales à turbines à gaz. Pour assurer le complément de production, on a choisi la méthode d'expansion la moins coûteuse en comparant pour des centrales nucléaires et des centrales alimentées au mazout, qui sont les deux grands types d'installations en présence, la valeur actualisée des investissements ainsi que les coûts de fonctionnement accumulés pendant toute la durée d'exploitation de la centrale compte tenu de la puissance produite par chaque type de centrale pendant toute la période moyenne prévue pour son exploitation. Les paramètres économiques, qui sont déterminants pour toute analyse qu'elle soit de caractère général ou qu'elle porte sur un pays précis, sont examinés ci-après.

PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES

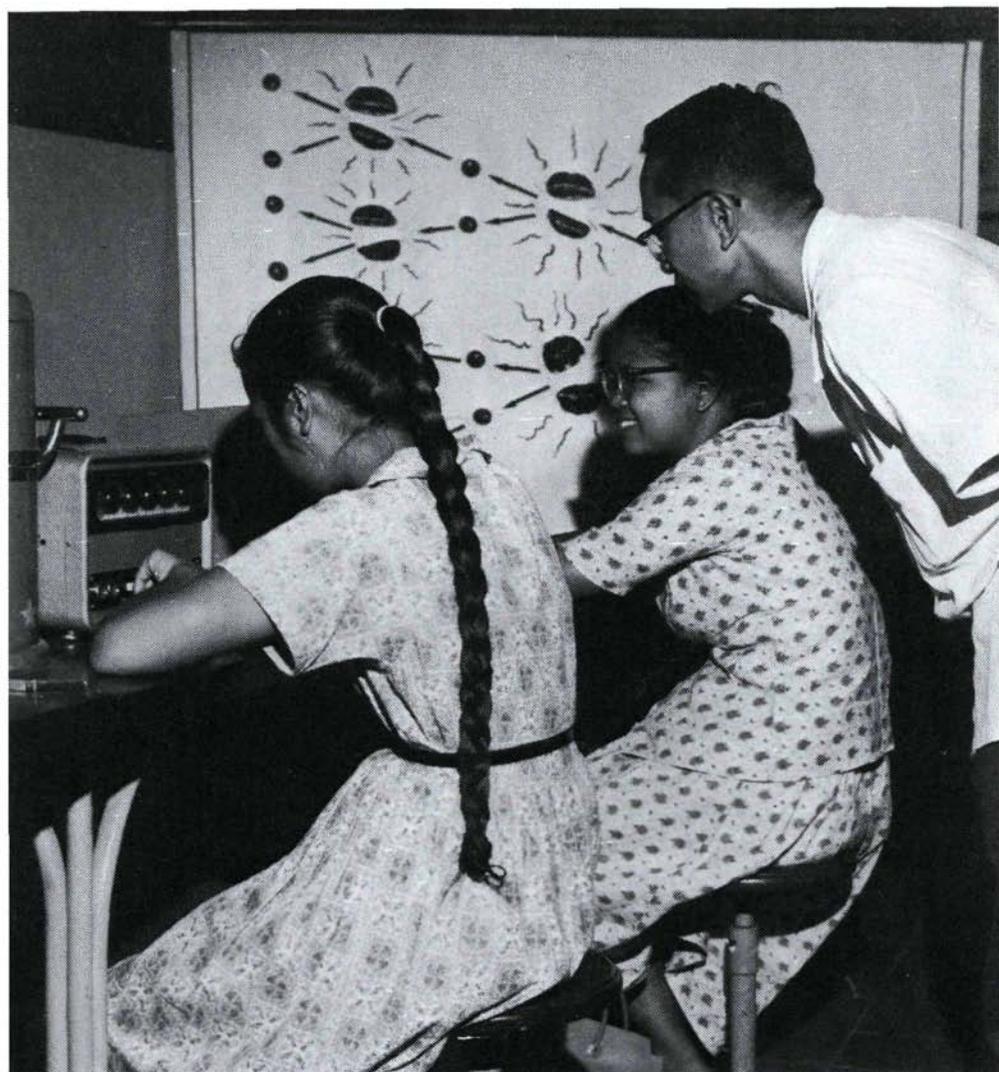
A la suite de la décision prise par les pays de l'OPEP au cours du dernier trimestre de 1973, le coût du brut, taxes payées, et avant calcul des bénéfices des compagnies, est passé dans le Golfe persique, principale région productrice du monde, à un minimum de 7 dollars le baril*. Depuis, les accords de participation imposés par les pays producteurs ont fait monter les prix dans cette région à plus de 10 dollars. Si l'on envisage l'avenir lointain (1980 et au-delà) on semblerait fondé à penser que le prix du baril corrigé, pour tenir compte de l'inflation, s'établira plutôt à 7 dollars qu'à la moyenne actuelle (également corrigée pour tenir compte de l'inflation) de 10 dollars et ce, pour deux raisons:

- a) La demande de pétrole n'a pas eu le temps de se réadapter aux brusques hausses de prix;
- b) On estime à 7 dollars le baril le coût du pétrole qui pourrait être produit à partir de schiste, de sable bitumineux ou de charbon.

En conséquence, c'est ce dernier chiffre qu'on a retenu comme prix de référence.

D'une manière générale, les prix des autres combustibles fossiles étaient traditionnellement établis en fonction de leurs coûts de production et de distribution. La forte hausse des prix du pétrole à la fin de 1973 a cependant montré que les ressources énergétiques de

* Tous les prix et les coûts sont calculés en dollars (valeur de janvier 1974).



Etudiants indonésiens apprenant la physique nucléaire à l'Université Gadjah Mada de Jogjakarta en prévision du programme de développement de l'énergie nucléaire que doit appliquer l'Indonésie.

chaque région étaient limitées et qu'il fallait reconnaître leur valeur en tant que matières premières. Il n'a pas été possible d'examiner cette question de manière approfondie dans l'étude générale de marché mais on l'a fait dans les études portant sur des pays précis chaque fois qu'on a pu attribuer des valeurs aux ressources en combustibles fossiles qui devraient influencer sur la situation future de l'offre et de la demande dans ces pays.

COUTS

Aux Etats-Unis et ailleurs, les compagnies d'électricité négocient actuellement à quelque 20 dollars (prix non ajusté) la livre d'uranium U_3O_8 qui leur sera livré entre 1985 et 1990. Les spécialistes estiment que, pendant cette même période, le coût d'une unité de travail de



séparation sera de l'ordre d'au moins 50 dollars/kg d'UTS. Les coûts correspondant aux autres stades du cycle du combustible nucléaire (fabrication, récupération, etc.) ont été augmentés de 10% par rapport aux valeurs indiquées dans l'étude de marché afin de tenir compte de la hausse des coûts survenue depuis janvier 1973.

Les dépenses d'équipement de centrales utilisant du combustible fossile ou du combustible nucléaire ont été calculées d'après les coûts enregistrés récemment dans les pays industrialisés. On a pour cela utilisé une version révisée du programme d'ordinateur ORCOST⁽⁷⁾ tenant compte des économies ou des dépenses supplémentaires potentielles résultant de l'évolution du niveau des salaires et des prix des matériaux de construction locaux, des services étrangers d'encadrement, d'étude et de gestion, etc. Les dépenses d'équipement ainsi calculées correspondent à des centrales de deux unités idéalement situées. On a admis que les dépenses supplémentaires imputables à un emplacement peu favorable s'appliquaient tant aux centrales nucléaires qu'aux centrales de type classique.

ECHELLE MOBILE ET VALEUR ACTUALISEE

Il est possible d'actualiser les dépenses et de les rapporter à une date de référence (normalement le début de la période de planification) en utilisant la formule suivante:

$$C = \sum C_i \frac{(1 + e)t_i}{(1 + r_n)t_i}$$

C = valeur actualisée de tous les coûts	r_n = taux fictif d'actualisation (par unité)
C_i = élément de coût, en monnaie constante	t_i = temps écoulé (en années) entre la date de référence et la date de la dépense de l'élément de coût
e = coefficient d'échelle mobile (par unité)	

Si l'on exprime comme suit le taux d'actualisation réel r ,

$$r = \frac{1 + r_n}{1 + e} - 1$$

la formule ci-dessus peut alors s'écrire

$$C = \sum C_i (1 + r)^{-t_i}$$

On a calculé les coûts de l'équipement et du fonctionnement des centrales électriques à l'aide de cette dernière formule qui tient implicitement compte de l'échelle mobile. Un taux d'actualisation réel de 8% par an semble suffisamment élevé pour refléter assez bien la pénurie qui caractérise généralement le marché des capitaux dans les pays en voie de développement et la forte rentabilité d'autres investissements qui s'efforcent d'attirer les ressources financières limitées disponibles.

* En dollars janvier 1974.

◀ Vue de la centrale nucléaire du bassin de Tulln, près de Zwentendorf (Autriche). Cette usine aura un réacteur à eau bouillante de 700 MW(e). Elle est construite par KWU (République fédérale d'Allemagne) et Siemens (Autriche). Elle devrait entrer en service en 1976.

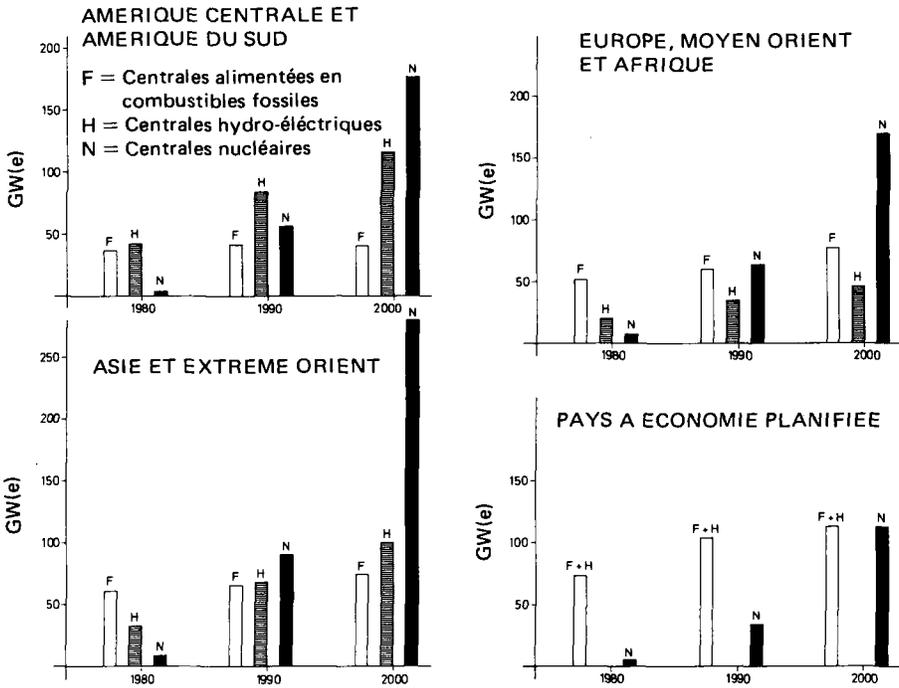


Fig. 1. Puissance installée classique et nucléaire

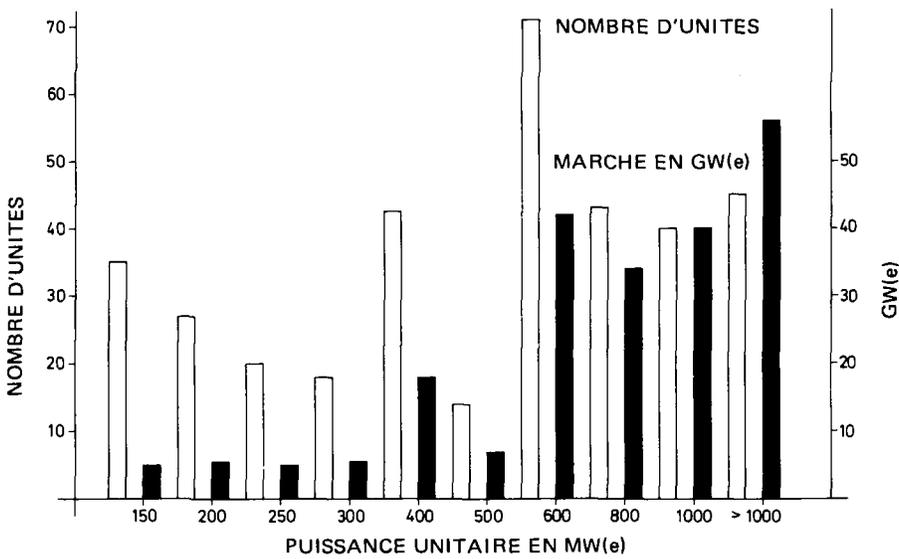


Fig. 2. Marché pour les centrales nucléaires par puissance unitaire

Comme indiqué dans le programme de l'Agence visant à faciliter la mise au point de types éprouvés de réacteurs de petite ou de moyenne puissance (100 à 500 MW(e)), les constructeurs pourraient sans doute proposer un plus grand choix et réduire leurs prix si plusieurs pays envisageaient de se concerter en vue d'acquérir de six à dix unités, identiques pour l'essentiel.

Les représentants d'Etats Membres que cela intéresserait pourront examiner cette question lors de la session de la Conférence générale. La salle 202 du Centre de conférences de la Hofburg sera réservée à cet effet le mercredi 24 septembre. Les personnes qui souhaiteraient participer à cette réunion peuvent obtenir de plus amples renseignements auprès du Secrétariat.

RESULTATS DE L'ETUDE ELARGIE DE MARCHÉ

La **figure 1** résume, par région, les résultats de l'étude de marché effectuée en 1974, en indiquant le potentiel économique des centrales alimentées par des combustibles fossiles, des centrales hydroélectriques et des centrales nucléaires tel qu'il devrait s'établir en 1980, 1990 et en l'an 2000.

Pour la totalité des pays en voie de développement le potentiel nucléaire devrait atteindre environ 25 GW(e)* en 1980, 240 GW(e) en 1990 et 740 GW(e) en l'an 2000. Il représenterait 7% du total de la puissance installée en 1980, 35% en 1990 et 57% à la fin du siècle.

La **figure 2** indique quelle sera la répartition probable du marché en fonction de la taille des unités. Ces prévisions portent sur la puissance nucléaire qui sera ajoutée entre 1981 et 1990. Cette décade a été choisie comme période de planification alors qu'après 1990, les chiffres relatifs au potentiel nucléaire n'ont qu'une valeur indicative. On peut voir, d'après cette figure, que 80% du marché probable sera couvert par des unités de 600 MW(e) et plus. Le reste (20%) représente encore un marché potentiel de 45 GW(e), soit 150 unités de moins de 600 MW(e).

Il ne faut pas oublier que ces prévisions ont été établies uniquement à partir des facteurs économiques énumérés ci-dessus. Elles ne tiennent pas compte des difficultés pratiques de financement, de formation de la main-d'oeuvre, des possibilités locales de fabrication, de l'acceptation par le public, etc. qui limiteront sous doute considérablement la mise en place de centrales nucléaires. En outre, bien que quelques fabricants commencent à proposer des unités de moins de 600 MW(e), le marché de ces centrales nucléaires n'existe pas encore dans la réalité. En attendant, certains pays dotés de réseaux d'électricité peu importants pourraient avoir intérêt à acquérir une unité de 600 MW(e) et à accepter un risque plus grand de perte de charge en cas de coupure inopinée ou à la faire fonctionner à puissance réduite jusqu'à ce que, leur réseau une fois étendu puisse accepter en toute sécurité une unité de cette taille.

D'autres obstacles d'ordre pratique à l'exploitation des possibilités nucléaires pourraient résulter d'une politique nationale, d'un encouragement à l'exploitation des ressources énergétiques locales ou du fait que la création d'unités de taille supérieure oblige généralement à consacrer des investissements importants aux lignes de transport. L'effet combiné de ces obstacles réduira certainement, dans la pratique, les possibilités de recours à l'énergie nucléaire, particulièrement dans le cas des unités de moins de 600 MW(e).

* 1 GW(e) = 1000 MW(e)

ETUDES DE PLANIFICATION DE L'ENERGIE D'ORIGINE NUCLEAIRE

Toute étude de planification dans le domaine de l'énergie d'origine nucléaire doit commencer par une analyse approfondie de l'économie, de la consommation d'énergie et des ressources énergétiques du pays considéré. A partir de cette analyse, on établit des prévisions s'étendant sur 20 à 30 ans et portant sur la population, le PNB, la consommation totale d'énergie et la consommation d'électricité et on les compare aux prévisions des services gouvernementaux ou d'autres organismes.

Le potentiel énergétique du pays considéré est ensuite comparé à l'ensemble de la demande d'énergie évalué d'après une ou plusieurs prévisions représentatives. On en déduit la quantité d'énergie qui doit être importée ou qui peut être exportée et on

peut ainsi établir sur une longue période le prix des ressources locales en énergie.

Jointe aux évaluations des investissements nécessaires pour la construction de centrales et aux estimations relatives aux prix du pétrole, de l'uranium et des services du cycle du combustible nucléaire, tels qu'ils s'établiront à long terme sur le marché mondial, cette étude permet de déterminer la solution la meilleure du point de vue économique pour développer un réseau d'électricité. A la fin de 1974 et au début de 1975, l'Agence a effectué en coopération avec des experts locaux des études de planification dans le domaine de l'énergie d'origine nucléaire pour le Pakistan, le Bangladesh et l'Indonésie.

PAKISTAN

Les réserves de combustibles fossiles du Pakistan mettent ce pays dans une situation difficile. L'ensemble des réserves de charbon, de pétrole et de gaz naturel équivaut à 800 millions de TEC*, soit moins de 12 TEC par habitant. Ce chiffre représente moins de 1% de la moyenne mondiale. Sur le potentiel hydraulique théorique de quelque 20 GW(e), les ressources économiquement exploitables n'atteignent que 8 GW(e), et elles sont principalement concentrées dans le nord du pays.

Actuellement la consommation d'énergie annuelle atteint au Pakistan 14×10^6 TEC (1974) soit 0,2 TEC par habitant, chiffre très faible si on le compare à la moyenne mondiale de 1,9 TEC par habitant. D'après des projections actuelles, elle devrait passer à 1 TEC par habitant, soit 130×10^6 TEC d'ici à l'an 2000. L'ensemble des ressources nationales du Pakistan en charbon, en pétrole et en gaz, qui totalisent 800×10^6 TEC semblent totalement inadaptées à une telle demande d'énergie. Du fait de cette pénurie de combustibles nationaux et du prix très élevé du pétrole importé, la façon la plus économique de produire de l'électricité à l'avenir serait de recourir à la houille blanche et à l'énergie nucléaire.

Le Pakistan peut participer bien davantage à la construction d'usines hydroélectriques qu'à celle d'autres centrales; c'est pourquoi, compte tenu des autres avantages qu'offrent les grands barrages, on a surtout étudié les possibilités de développer le potentiel hydroélectrique de ce pays. Outre les unités de 12×175 MW(e) de Tarbela, qui devraient être prêtes d'ici à 1981 (c'est-à-dire plus tôt que prévu), celle de Kalabagh (1125 MW(e)) devrait être achevée en 1985. De nouvelles centrales hydrauliques viendraient s'ajouter au réseau à partir de 1990 et porter ainsi la puissance totale hydraulique installée aux environs de 7,3 GW(e) en l'an 2000. De cette façon, à l'aube du prochain siècle, 90% des réserves hydrauliques économiquement exploitables seraient utilisées pour produire de l'électricité.

* TEC = tonne d'équivalent charbon.

Les études d'optimisation ont permis de déterminer le plan d'expansion qui présente le plus d'avantages économiques. Ce plan peut se résumer comme suit (voir Fig. 3): en plus des nouvelles usines hydroélectriques prévues, trois unités de 250 MW(e) alimentées au charbon seraient ajoutées en 1980–81. Leur puissance correspondrait au maximum compatible à cette date avec les exigences de stabilité de fréquence. A partir de 1982, l'étude indique que toutes les centrales supplémentaires devraient être nucléaires sauf les installations hydrauliques et à gaz préalablement spécifiées.

Ces installations nucléaires supplémentaires totaliseraient 4,8 GW(e) [8 × 600 MW(e) en 1982–1990 et 11 GW(e) en 1990–2000]. Les sommes nécessaires pour financer l'installation de ces centrales nucléaires, y compris leurs premiers coeurs, atteindraient 2,9 × 10⁹ dollars* en 1982–90 et 6,3 × 10⁹ dollars en 1991–2000. Le principal problème sera de trouver des sources de financement pour des investissements de cet ordre.

BANGLADESH

Le revenu annuel par habitant du Bangladesh est évalué à 77 dollars seulement (en 1972–73). Les graves inondations causées par le Brahmapoutre qui sépare l'est de l'ouest du pays, la faible productivité agricole, le manque de moyens de transport et d'infrastructure technique et un accroissement démographique rapide comptent parmi les principaux obstacles à son développement économique. La consommation annuelle totale d'énergie (commerciale) de 0,033 TEC par habitant et la consommation annuelle d'énergie électrique de 20 kWh par habitant (1970) sont toutes deux très faibles.

Les ressources en énergie fossiles (1,4 × 10⁹ TEC) sont composées presque exclusivement de gisement de houille dans la partie occidentale et de gaz naturel dans la partie orientale du pays. Les ressources houillères restent inexploitées et aucune décision n'a été prise quant à leur utilisation future. Il faudrait utiliser pour cela des techniques perfectionnées et coûteuses d'extraction, en particulier la congélation. Le gaz a été toujours vendu à bas prix en raison de son coût de production et de distribution. Cependant, étant donné l'écart entre les réserves et la demande probable au cours des prochaines décennies et l'importance du gaz en tant que matière première (par exemple, pour la production d'engrais dont le besoin est urgent), on a considéré qu'un prix de 4 dollars/Gcal ne présentait à long terme qu'un minimum. Un tel prix équivaldrait en effet à moins de la moitié du prix actuel du pétrole, soit deux tiers du prix probable à long terme. Les centrales alimentées au gaz seraient, à ce prix, les principales concurrentes des centrales nucléaires.

En raison de la grande incertitude qui pèse sur la demande future d'électricité au Bangladesh, on a considéré, dans ces études, deux hypothèses de charge. La plus faible a été calculée d'après la méthode Aoki⁽¹⁾, la plus élevée représente une extrapolation d'une prévision établie par un groupe d'étude local.

La fig. 4 indique les calendriers optimums d'accroissement de la puissance établis par ordinateur. On peut voir que, selon la prévision de charge la plus basse, la première augmentation de puissance nucléaire [200 MW(e)] est fixée à 1984, l'unité nucléaire suivante [400 MW(e)] étant prévue pour 1990.

D'après les hypothèses retenues, l'idéal en 1995 serait que les centrales nucléaires constituent 40% de la puissance totale installée. Selon la prévision de charge la plus élevée, la première unité nucléaire serait prévue pour 1982, la part nucléaire s'élevant à 47% de la puissance installée en 1995.

* En dollars janvier 1974.

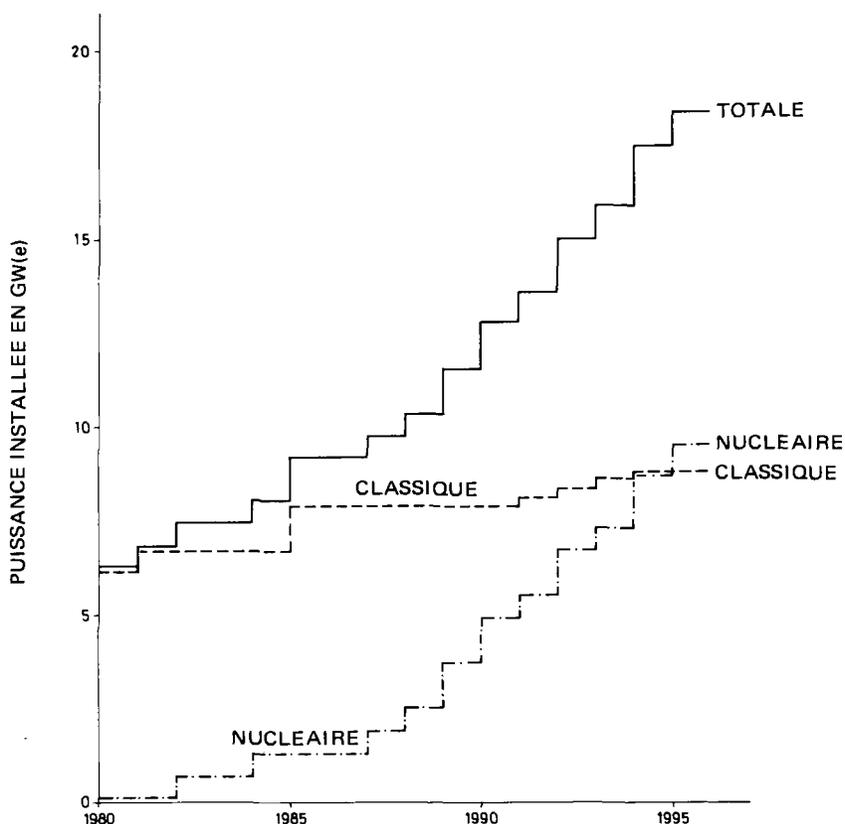


Fig. 3. Calendrier optimum d'accroissement de la puissance installée pour le Pakistan

Les possibilités de réalisation de ces calendriers de développement dépendent de certaines conditions. Indépendamment des obstacles d'ordre pratique évoqués ci-dessus, les tailles prévues exigeraient un raccordement des réseaux de la partie orientale et de la partie occidentale du pays. Ce raccordement serait probablement coûteux, le Brahmapoutre devrait être franchi. Le financement de ces projets pose un problème grave étant donné les nombreux investissements indispensables aux premiers stades des réalisations.

INDONESIE

L'Indonésie compte environ 3000 îles, ou îlots, Java étant la plus importante pour ce qui est de la population, de l'économie et de la consommation d'énergie. L'étude de planification nucléo-énergétique a porté principalement sur cette île où se trouve concentrée 80% de la demande d'électricité. Contrairement au Pakistan et au Bangladesh, l'Indonésie possède des gisements considérables de charbon et de pétrole. Sur une production pétrolière annuelle de 70×10^6 tonnes par an (1973), l'Indonésie en exporte plus de 60×10^6 (1973). La production de charbon régresse de façon constante depuis

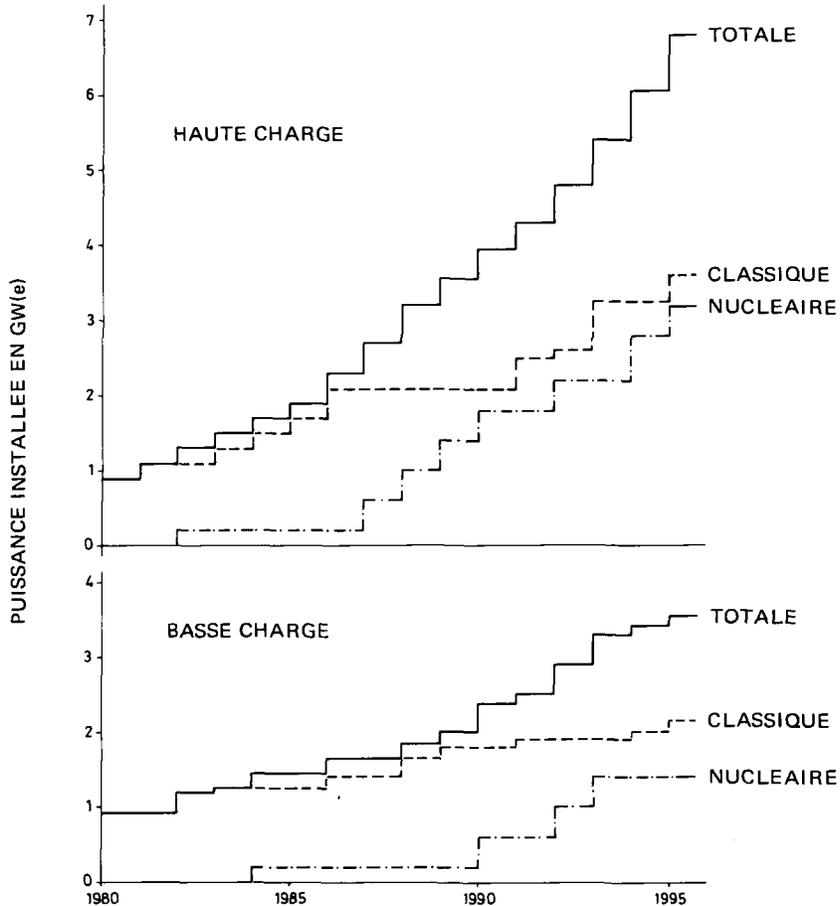


Fig. 4. Calendrier optimum d'accroissement de la puissance installée pour le Bangladesh

que d'abondantes quantités de pétrole sont disponibles à bon marché. Toutefois depuis que le prix du pétrole a quadruplé, les dirigeants envisagent de pousser la production de charbon. Les coûts de production du charbon devraient en effet être de loin inférieurs au niveau où devrait s'établir à long terme le prix du pétrole par unité d'énergie. Le charbon et les ressources hydrauliques économiquement exploitables de Java [2,5 GW(e)] seront les principaux concurrents de l'énergie nucléaire.

En dépit d'un accroissement accéléré de la production d'électricité (taux d'expansion annuel de 19% en 1973), les possibilités actuelles d'approvisionnement sont loin de répondre aux besoins réels de la population et de l'industrie javanaise. Pour la partie ouest de Java, on évalue la demande de pointe prévisible à trois fois la puissance installée. Etant donné l'insuffisance de l'énergie disponible, de nombreuses entreprises et de nombreux centres d'habitation produisent leur propre électricité au lieu de s'adresser au PLN, compagnie nationale d'électricité. De toute évidence, un accroissement considérable de la puissance installée s'impose pour combler cet écart. Les plans actuels prévoient des taux d'expansion de 30% par an ou plus jusqu'à 1982, la croissance devenant plus modérée par la suite.

En fonction de ces prévisions ainsi que du système de production d'électricité qui sera en place d'ici à 1977, on a fait pour l'ensemble de Java une étude d'optimisation concernant la période 1978-97, en accordant l'attention maximum aux centrales hydroélectriques, le choix du nombre, de la puissance, du type et du calendrier de réalisation des unités supplémentaires nécessaires pour faire face à l'accroissement de la demande étant laissé à l'ordinateur. Les résultats de cette étude n'ont pas encore été officiellement publiés mais on peut dire que l'installation d'une première centrale nucléaire d'environ 600 MW(e) avant 1985 serait économiquement justifiée.

AUTRES ACTIVITES DE L'AIEA

L'Agence s'efforce d'offrir aux Etats Membres une aide complète et impartiale aux différents stades de l'établissement et de l'exécution des projets nucléo-énergétiques. L'étude de marché a permis d'évaluer les besoins généraux en énergie d'origine nucléaire. L'Agence peut, à la demande de tout Etat Membre, évaluer plus en détail, en recourant à une étude de planification nucléo-énergétique, l'ampleur et l'échelonnement du programme nucléo-énergétique nécessaire à ce pays. Les études de ce genre seront normalement faites au Siège même de l'Agence, un ou deux ingénieurs du pays intéressé recevant à cette occasion une formation en cours d'emploi. L'Agence fournit aux Etats Membres les méthodes et les outils de planification nécessaires (par exemple, les programmes d'ordinateurs WASP, ORCOST, etc.). Quand un pays membre aura décidé d'appliquer un programme de développement de l'énergie d'origine nucléaire, l'Agence continuera à l'aider à faire les études de factibilité concernant certaines centrales nucléaires à implanter en des points précis.

Afin de fournir une aide et des conseils supplémentaires, l'AIEA a publié un recueil de directives intitulé "Steps to Nuclear Power"⁽⁵⁾ qui résume les mesures que les pays doivent prendre avant de construire leur première centrale nucléaire. D'autres publications telles qu'un recueil de directives pour l'analyse économique des offres et un recueil de directives relatif aux contrats de fourniture de combustible nucléaire sont en préparation. Outre ces éléments d'aide à la planification nucléo-énergétiques, l'Agence organise des cours complets d'une quinzaine de semaines sur l'établissement et l'exécution des projets nucléo-énergétiques. Ces cours sont destinés au personnel de direction et le premier commencera en septembre 1975, à Karlsruhe (R.F.A.). Des cours analogues auront lieu à Argonne (Etats-Unis) et à Saclay (France) dès le début de 1976. Ils seront complétés par des séminaires destinés au personnel d'exécution et par des cours régionaux à l'intention des ingénieurs de projet.

L'Agence continuera enfin à conseiller les Etats Membres dans certains autres domaines indispensables tels que l'instauration du cadre juridique, les évaluations de la sûreté et le choix des sites.

Références

- (1) AIEA: Etude du marché de l'énergie d'origine nucléaire dans les pays en voie de développement, rapport général, septembre 1973.
- (2) AIEA-165: Etude du marché de l'énergie d'origine nucléaire dans les pays en voie de développement, édition de 1974.
- (3) AIEA: Etude de planification de l'énergie d'origine nucléaire au Pakistan, sera publiée en 1975.
- (4) AIEA: Etude de planification de l'énergie d'origine nucléaire au Bangladesh, sera publiée en 1975.
- (5) AIEA: "Steps to Nuclear Power", Collection rapports techniques n° 164, mai 1975.
- (6) R.T. Jenkins, D.S. Joy: Wien Automatic System Planning Package (WASP). ORNL-4945, juillet 1974.
- (7) L.C. Fuller, C.A. Sweet, H.I. Bowers: ORCOST - A Computer Code for Summary Capital Cost Estimates of Steam - Electric Power Plants. ORNL - TM - 3743, septembre 1972.