

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 59 (1968)  
**Heft:** 23

**Rubrik:** Production et distribution d'énergie : les pages de l'UCS

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 18.01.2025

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

## L'énergie nucléaire dans l'approvisionnement en énergie de la Grande-Bretagne

Par A. Kroms, Boston

546.79:620.98(41-4)

*L'auteur décrit d'abord le développement extraordinaire des centrales nucléaires en Grande-Bretagne depuis les premiers réacteurs Magnox (Calder Hall 1956) jusqu'aux réacteurs AGR (Dungeness B 1970) et indique les caractéristiques de ces centrales nucléaires ainsi que leur valeur économique. Puis il brosse un tableau du développement de surrégénérateurs et scrute l'avenir de l'énergie nucléaire en Grande-Bretagne.*

L'intégration de l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement général en énergie se fait différemment suivant les pays. Ce processus peut être favorisé par l'accroissement rapide des besoins d'énergie, le manque d'autres sources d'énergie et aussi par une organisation sciemment dirigée de l'approvisionnement en énergie. L'économie électrique britannique reposait jusqu'ici principalement sur les ressources indigènes de charbon. Mais les besoins en énergie augmentant rapidement, on a craint après la guerre que les réserves de charbon ne suffisent plus, à longue échéance, à couvrir les besoins. Ceci a poussé à la recherche d'autres sources d'énergie et a donné l'impulsion pour la réalisation d'un remarquable programme portant sur l'énergie nucléaire. La construction de centrales nucléaires a débuté en 1955 et s'est développée systématiquement depuis lors. Les efforts ont été orientés vers l'édification de grandes centrales nucléaires, capables de produire l'énergie de façon économiquement rentable et de rééquilibrer le bilan des combustibles. Les résultats sont impressionnants, au point que la Grande-Bretagne occupe la première place au monde en ce qui concerne l'utilisation de l'énergie nucléaire.

### 1. Les programmes

L'approvisionnement en électricité a été nationalisé en 1948 en Grande-Bretagne. La construction et l'exploitation des centrales sont assumées en Angleterre et au Pays de Galles par la «Central Electricity Board (CEGB)», en Ecosse par la «South of Scotland Electricity Board (SSEB)» et la «North of Scotland Hydroelectrical Board». La CEGB est la plus grande entreprise électrique d'Europe occidentale, et ses centrales fournissent plus de 80 % de la production britannique d'énergie électrique. Leur puissance se montait en 1965/66 à environ 40 000 MW; on estime qu'elle atteindra 60 000 MW en 1970 et plus de 120 000 MW d'ici à 1980. La production d'énergie s'est concentrée peu à peu dans de grandes centrales, de sorte que leur nombre va graduellement en diminuant. Comme la plupart des usines sont situées dans les régions minières de l'Angleterre centrale, on a construit pour le transport de l'énergie un important réseau d'interconnexion à 275 et 400 kV, qui écoule l'énergie vers le sud et l'ouest (fig. 1) [1, 2] <sup>1)</sup>.

<sup>1)</sup> Les indications entre crochets renvoient à la bibliographie, à la fin de cet article.

Jusqu'à récemment, les agents énergétiques primaires les plus importants de l'approvisionnement britannique en énergie étaient la houille (env. 90 %) et l'huile, la force hydraulique ne jouant qu'un rôle infime; mais la part de l'énergie

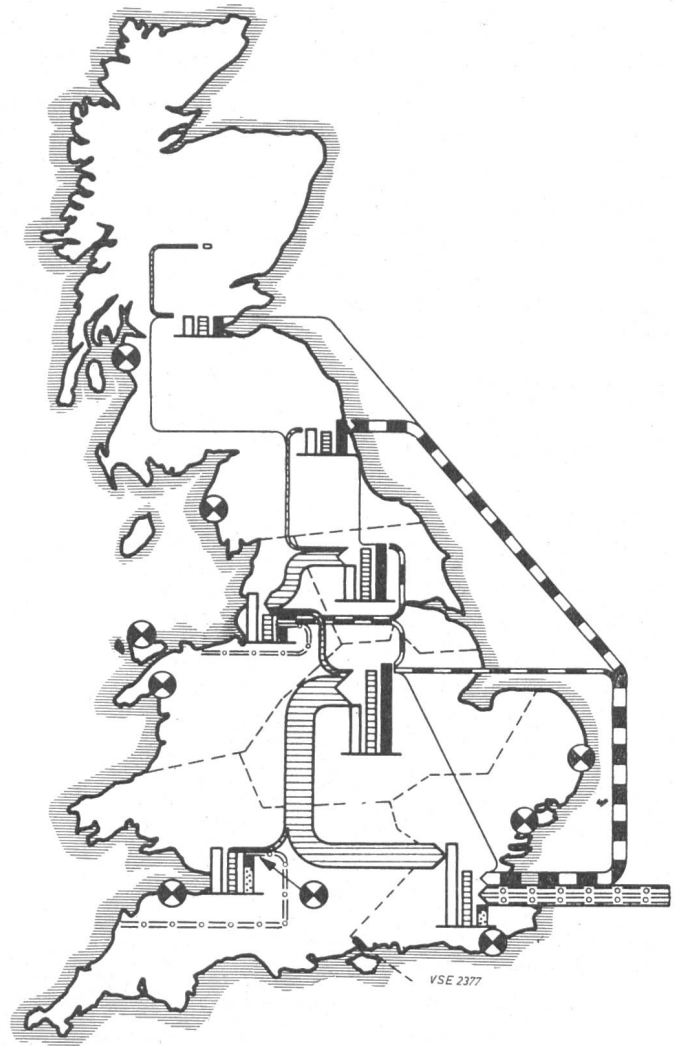










Fig. 1

Bilan de l'énergie en Grande-Bretagne en 1970

-  transport du charbon
-  transport d'huile
-  transport d'électricité
-  production de charbon
-  production d'énergie nucléaire
-  production totale d'énergie électrique
-  consommation d'énergie électrique
-  centrales nucléaires

nucléaire augmente rapidement dans le bilan de l'énergie électrique. On a brûlé, en 1964, 66 Mt (1 Mt = 10<sup>6</sup> t) de houille, soit 35 % de la production anglaise de charbon, dans les centrales thermiques. Bien qu'il faille s'attendre à l'avenir à une diminution de la part du charbon consommé pour l'exploitation des centrales, la consommation globale de charbon va néanmoins augmenter. On estime qu'en 1980 encore 60 % de l'énergie électrique proviendra du charbon, 10 % de l'huile et 30 % de la fission nucléaire. Mais la part de l'énergie nucléaire peut être encore plus élevée. Pour une puissance installée de 4000 MW en chiffre rond, les centrales nucléaires britanniques livrent actuellement environ 30 000 GWh par an; après la mise en service de nouvelles usines, leur production d'énergie augmentera considérablement ces prochaines années.

Il a été publiquement admis en Grande-Bretagne que le maintien de l'extraction de la houille est nécessaire dans l'intérêt de l'économie nationale; en revanche, les aléas de la politique internationale et l'incertitude sur l'approvisionnement poussent à réduire les importations d'huiles lourdes. La politique énergétique vise donc à s'appuyer sur deux sources, le charbon et l'énergie nucléaire, pour la production d'électricité. Le charbon occupera vraisemblablement encore la première place jusqu'en 1980, puis c'est l'énergie nucléaire qui passera au premier plan. Pour le moment, on ne peut guère évaluer le rôle possible du gaz naturel provenant des sources prospectées sous la mer du Nord, mais il est probable que ce gaz sera utilisé principalement dans d'autres secteurs de l'économie, ou bien comme matière première dans l'industrie chimique, et n'influencera qu'accessoirement la production d'énergie électrique.

Etant donné que la production des mines britanniques de charbon ne peut guère être sensiblement augmentée, seules deux possibilités se présentent: l'importation accrue de combustibles ou l'extension rapide des centrales nucléaires. La Grande-Bretagne s'est prononcée en faveur de cette dernière solution et a décidé la construction systématique de grandes centrales nucléaires dans l'espace d'une dizaine d'années. Conformément aux plans en vigueur, on poursuivra avec diligence ces prochaines années la construction dans le secteur de l'énergie nucléaire. Le CEBG a prévu de porter la puissance globale des centrales de 33 000 à 60...65 000 MW au cours de la période 1963...1970, donc de la doubler; de ce total, 5000 à 6000 MW, soit 15 à 20 % de la nouvelle puissance, seront fournis par les centrales nucléaires, après quoi la part de celles-ci croîtra probablement à un rythme encore plus accéléré. On s'attend à ce que la plupart des nouvelles grandes centrales construites après 1975...1980 soient nucléaires. On peut estimer leur puissance en 1975 à 13 000 MW et en 1980 à 25 000 ou 30 000 MW. Mais, pour le moment, on construit encore à la fois des centrales à combustible et des centrales nucléaires. C'est ainsi qu'il y a actuellement en construction ou à l'état de projet plusieurs grandes centrales au charbon et à l'huile, pour des puissances de 2000 à 4000 MW; elles sont conçues sur des bases uniformes et équipées de groupes de 500 à 600 MW, ce qui permet de réduire les frais de construction.

La première grande centrale nucléaire du monde a été mise en service à Calder Hall en 1956 [3]. Elle a été étudiée par la «United Kingdom Atomic Energy Authority (AEA)» et équipée de réacteurs à l'uranium naturel, refroidis au gaz et mo-

dérés au graphite. On a choisi l'uranium naturel comme agent énergétique pour se rendre indépendant des installations coûteuses d'enrichissement de l'uranium. La deuxième centrale du même type a été édifée à Chapel Cross. Chacune d'elles a quatre réacteurs fournissant une puissance électrique de 4 × 50 MW. Ces deux centrales ont produit jusqu'ici environ 30 000 GWh et sont constamment en service [4]. On peut qualifier ce résultat d'importante victoire dans l'introduction d'un type entièrement nouveau de centrale. Le réacteur refroidi au gaz n'était primitivement considéré que comme une installation de transition, utilisant un agent énergétique bon marché et n'exigeant pas de matériaux coûteux. Mais les expériences positives faites avec ce réacteur ont engagé les responsables à équiper de ce type toutes les centrales nucléaires de la première période de construction, et à le conserver sous une forme perfectionnée pour les centrales de la seconde période de construction, qui débute en ce moment. Les puissances électriques unitaires des réacteurs ont atteint 600 MW et seront portées les années prochaines à 1000 MW.

La première phase du programme britannique d'exploitation de l'énergie nucléaire a débuté en 1957 par les soins du CEBG; cette phase concerne 9 centrales d'une puissance globale de presque 5000 MW et tire actuellement à sa fin, toutes les centrales projetées étant déjà en service ou en cours de construction. La dernière unité de cette série (Wylfa, 1180 MW) doit être achevée en 1969. Les centrales nucléaires ont déjà débité plus de 80 000 GWh dans le réseau d'interconnexion; elles ont ainsi produit davantage d'énergie d'origine nucléaire que dans tout le reste du monde. A cet égard, les E.U. occupent la seconde place avec 30 000 GWh, et l'Italie la troisième place avec 12 000 GWh [4].

On a déjà entrepris la construction de centrales de la deuxième période, qui va de 1967...1975 et qui englobera environ 8000 MW, ce qui portera vraisemblablement la puissance des centrales nucléaires à quelque 13 000 MW en 1975. Les centrales de la deuxième phase seront équipées de réacteurs perfectionnés refroidis au gaz, utilisant de l'uranium légèrement enrichi et travaillant à des températures sensiblement plus élevées que les réacteurs de la première phase de développement. Les centrales de cette période pourront, au point de vue purement économique, entrer en concurrence avec les centrales thermiques classiques.

La troisième phase interviendra quand on arrivera à construire des réacteurs surrégénérateurs rentables du point de vue économique. Ceux-ci démarreront avec l'excédent de plutonium des réacteurs thermiques, mais produiront plus tard eux-mêmes le plutonium au cours du processus de surrégénération, pour le mettre à la disposition des nouveaux réacteurs. Vu que des prototypes de réacteurs surrégénérateurs rapides ont déjà donné des résultats satisfaisants, on estime que vers 1975...1980 les réacteurs rapides seront en mesure d'assurer une grande partie de la production d'énergie. Les problèmes techniques les plus difficiles sont causés ici par la densité de puissance, extraordinairement élevée dans le noyau du réacteur. Un réacteur expérimental à Dounreay (Ecosse) est exploité depuis 1962 avec une puissance thermique de 60 MW; une autre centrale à réacteur surrégénérateur rapide d'une puissance électrique de 250 MW est édifée au même endroit; elle doit être mise en service en 1970 [5]. Ces prototypes permettront des expériences pratiques avec le plutonium et prépareront une base technique pour l'ère des

Centrale	Propriétaire	Mise en service	Puissance MW <sup>1)</sup>	Rendement %	Frais de construction fr./kW	Prix d'énergie ct./kWh <sup>2)</sup>
Calder Hall . . . . .	AEA	1956	4 × 45			
Chapel Cross . . . . .	AEA	1959	4 × 45			
Berkeley . . . . .	CEGB	1962	2 × 137	24,6	2330	7,15
Bradwell . . . . .	CEGB	1962	2 × 150	28,2	2200	6,25
Hunterston . . . . .	SSEB	1964	2 × 150	28,8		6,15
Hinkley Point . . . . .	CEGB	1965	2 × 250	25,7	1880	5,70
Trawsfynydd . . . . .	CEGB	1965	2 × 250	28,9	1720	5,30
Dungess «A» . . . . .	CEGB	1965	2 × 275	32,7	1420	4,05
Sizewell . . . . .	CEGB	1965	2 × 290	29,7	1340	3,95
Oldbury . . . . .	CEGB	1967	2 × 300	33,6	1345	3,80
Wylfa . . . . .	CEGB	1969	2 × 590	31,4	1250	3,60

<sup>1)</sup> Ces puissances de consigne sont souvent dépassées en cours d'exploitation.  
<sup>2)</sup> Taux de l'intérêt 7,5 %, durée d'amortissement 20 ans, facteur de charge 75 %, agent énergétique brûlé à 3000 MWd/t.

réacteurs surrégénérateurs rapides, qui commencera probablement après 1980.

## 2. Les centrales nucléaires de la 1<sup>re</sup> période

Comme la Grande-Bretagne était en tête du développement des installations d'énergie nucléaire, il était nécessaire de prendre des décisions lourdes de conséquences concernant la construction des réacteurs, car on ne possédait alors aucune expérience pratique dans ce domaine. On peut considérer comme la plus importante de ces décisions le choix du réacteur refroidi au gaz pour équiper les centrales nucléaires britanniques. Ce réacteur est la suite d'un long développement technique.

En Grande-Bretagne, c'est peu après la guerre que les essais sur des installations d'énergie nucléaire ont commencé. En se basant sur les bonnes expériences faites avec un réacteur expérimental, on a décidé d'équiper les premières centrales nucléaires de réacteurs à modérateur de graphite refroidis par une circulation de gaz carbonique, et utilisant l'uranium naturel. Les gaines des éléments combustibles sont en alliage de magnésium, d'où la désignation de ces réacteurs: «réacteurs Magnox». Ce matériau ne supportant pas de hautes températures du gaz, il faut se contenter de valeurs moyennes pour le rendement et la densité de puissance dans le noyau du réacteur; il en résulte un agrandissement des dimensions du réacteur et des frais d'installation plus élevés.

La première centrale nucléaire de Calder Hall avait des buts multiples: elle devait produire du plutonium à des fins militaires et fournir en même temps de l'énergie. On avait déjà reconnu pendant la construction de cette centrale qu'il était possible d'entreprendre sans retard un vaste programme de construction de centrales nucléaires utilisant le réacteur Magnox. On prévoyait au début plusieurs centrales nucléaires d'une puissance globale de 2000 MW. Puis le programme initial fut élargi et la puissance portée à 5000 MW. Ce programme doit être achevé en 1969. Le tableau I fournit quelques renseignements sur les centrales de cette période de construction.

Tandis que les deux centrales exploitées par l'AEA sont construites pour produire du plutonium et que l'énergie est produite accessoirement, les centrales du CEGB ont été édifiées pour fournir de l'énergie, raison pour laquelle elles doivent être jugées seulement en fonction de leur production énergétique. Mais comme les centrales Magnox produisent aussi des quantités considérables de plutonium, environ

0,5 kg/MW · an, qui peuvent être mises en réserve pour le démarrage des réacteurs surrégénérateurs de la prochaine décennie, leur rentabilité en est améliorée.

On a réalisé des progrès techniques considérables dans la construction des réacteurs Magnox au cours des dix dernières années. Ainsi, la puissance unitaire des réacteurs a passé de 45 à 600 MW environ, la température de la vapeur de 315 à 410 °C et le rendement thermique de 24 à 33 %. En ce qui concerne la concentration de la puissance, les dernières centrales nucléaires sont équivalentes aux plus grandes centrales thermiques classiques. Durant la même période, les frais d'établissement ont diminué de 2370 à 1250 fr./kW et le coût de l'énergie de 7 à 3,6 ct./kWh. En outre, les centrales équipées de réacteurs Magnox se sont révélées comme étant des installations génératrices d'énergie au fonctionnement sûr. Leur facteur de disponibilité a atteint 90...95 % et même davantage, grâce au remplacement des éléments combustibles durant le service; ce qui est un avantage important quand il s'agit de couvrir la charge de base. Mais comme les frais d'installation des centrales thermiques modernes ne s'élèvent qu'à 625 fr./kW et le prix de revient de l'énergie à 2,8 ct./kWh, il faudra réaliser encore d'autres économies dans les centrales nucléaires, pour pouvoir concurrencer les centrales thermiques classiques. On espère y arriver dans la deuxième phase de construction, par l'emploi de réacteurs perfectionnés refroidis au gaz.

Le développement technique des installations de réacteurs est illustré par les fig. 2 et 3 [8, 9, 10]. La fig. 3 montre l'agencement compact d'un type récent de réacteur, dans lequel le générateur de vapeur et la tuyauterie sont logés à l'intérieur d'une cuve sous pression en béton précontraint, ce qui diminue le prix du système.

Les caractéristiques des centrales nucléaires de la première période sont les suivantes:

- 1) Toutes les centrales possèdent des réacteurs à uranium naturel, refroidis au gaz et modérés au graphite, le taux de combustion étant de 3000 à 4000 MWd/t. La transmission de chaleur se fait par gaz CO<sub>2</sub>, qui est mis en circulation sous 14 à 30 atm. et produit de la vapeur active dans les échangeurs de chaleur.
- 2) Les gaines des éléments combustibles sont en alliage Magnox, dont la faible résistance à la chaleur oblige à limiter la température de la vapeur à 400 °C env. et le rendement thermique à 33 % (fig. 4). Les éléments combustibles sont remplacés graduellement durant l'exploitation du

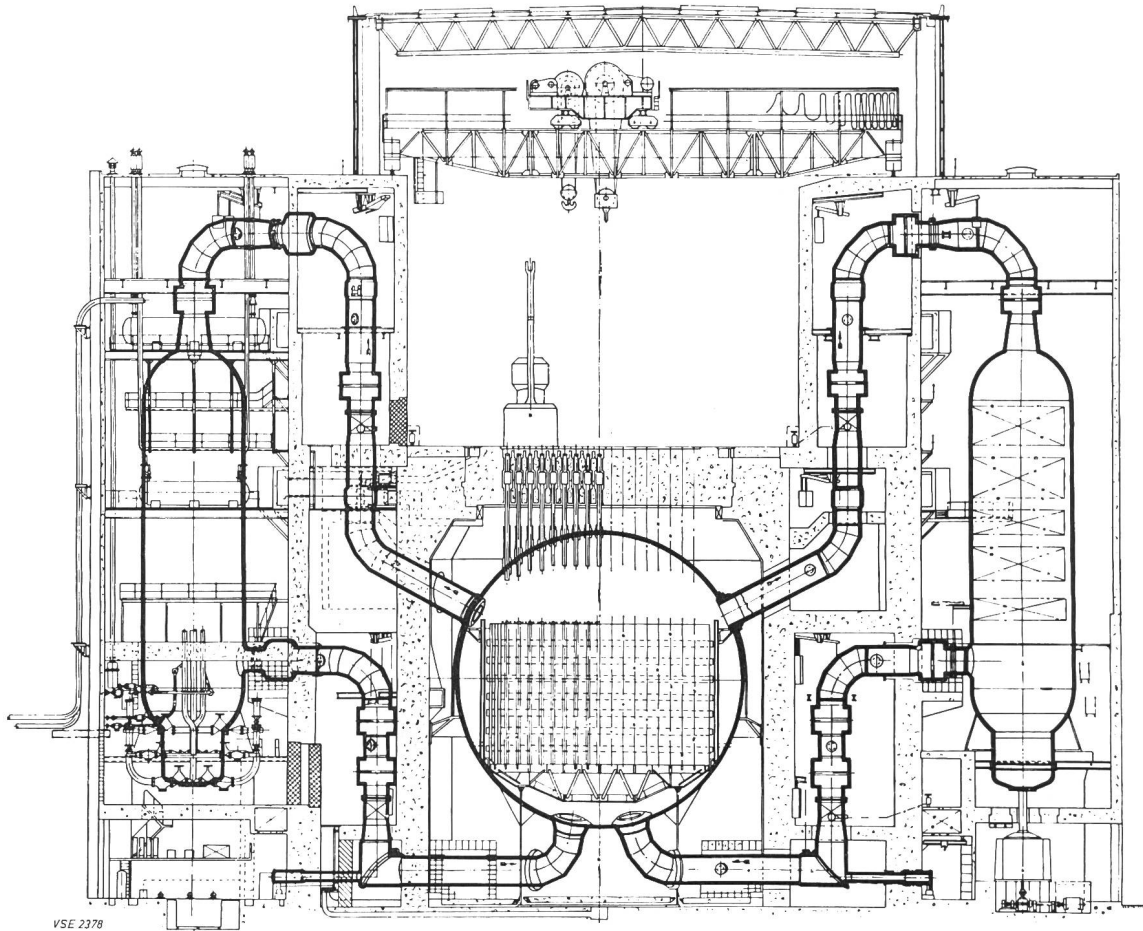


Fig. 2

Réacteur de la centrale de Sizewell (2×290 MW, mise en service en 1965)

réacteur, d'où disponibilité accrue des centrales et combustion plus poussée de l'agent énergétique.

- 3) Par suite des températures relativement basses, la densité de puissance dans le noyau du réacteur est faible; il en résulte des dimensions plus grandes pour le réacteur et des frais d'établissement accrus. Les frais spécifiques d'installation des centrales Magnox dépassent d'environ 100 % ceux des centrales thermiques.
- 4) Dans les dernières centrales de cette phase (Oldbury et Wylfa), les réacteurs avec générateurs de vapeur et tuyauterie sont placés à l'intérieur d'une cuve sous pression en béton précontraint, d'où absence de manchons et de canaux pour le gaz (fig. 5); ceci simplifie le système, diminue les frais de construction et le nombre d'endroits où pourraient se produire des perturbations de service. On peut construire des cuves sous pression en béton pour n'importe quelle puissance du réacteur ( $\leq 1000$  MW); elles permettent d'augmenter la pression du gaz et d'améliorer la sécurité de fonctionnement. Ceci a conduit à de plus grandes puissances unitaires et à des frais d'installation plus bas (fig. 6), aussi va-t-on également utiliser cette cuve en béton précontraint dans les réacteurs de la prochaine série.

Bien que les premières centrales nucléaires ne puissent pas encore concurrencer les centrales thermiques classiques modernes quant au prix, leur édification n'en représente pas moins une étape nécessaire vers le développement d'installations plus économiques. On est certain que les centrales nu-

cléaires de la phase suivante produiront l'énergie à des prix inférieurs à ceux des centrales thermiques.

Les problèmes les plus importants qui se posent lors de la construction de centrales nucléaires sont les suivants: diminution des frais d'installation et meilleure utilisation de l'agent énergétique. Ces problèmes sont étroitement liés à la question des matériaux de construction. Afin de pouvoir réduire les dimensions du réacteur, augmenter le taux de combustion de l'agent énergétique et le rendement thermique de la centrale, il faut élever la température dans le réacteur. Bien que cela réclame aussi l'usage de matériaux de haute valeur, les résultats obtenus peuvent compenser ces frais supplémentaires. Si la température de la vapeur pouvait être portée à 550 °C, le rendement passerait de 33 à 40 % et le débit spécifique de puissance de l'agent énergétique de 3 à 10 MW/t. Il serait alors possible de construire des réacteurs pour des puissances d'environ 1000 MW, et l'accroissement de la puissance serait ainsi l'un des moyens les plus efficaces de réduire les frais d'installation des centrales nucléaires.

L'élévation de température exige que les éléments combustibles soient pourvus de gaines en acier résistant à la chaleur, de sorte qu'il faut utiliser à la place d'uranium naturel une matière fissile légèrement enrichie; mais alors le taux de combustion peut être poussé jusqu'à 12 000 MWd/t. L'enrichissement réduit les quantités de matière fissile et de modérateur nécessaires dans le noyau du réacteur, ce qui diminue les dimensions et les frais d'établissement.

Ces mesures sont réalisées dans les réacteurs perfectionnés refroidis au gaz de la prochaine phase de construction;

- 1 Engin de charge et de décharge
- 2 Etage du chargement
- 3 Récipient sous pression
- 4 Echangeur de chaleur
- 5 Protection de l'échangeur de chaleur
- 6 Noyau
- 7 Soufflerie

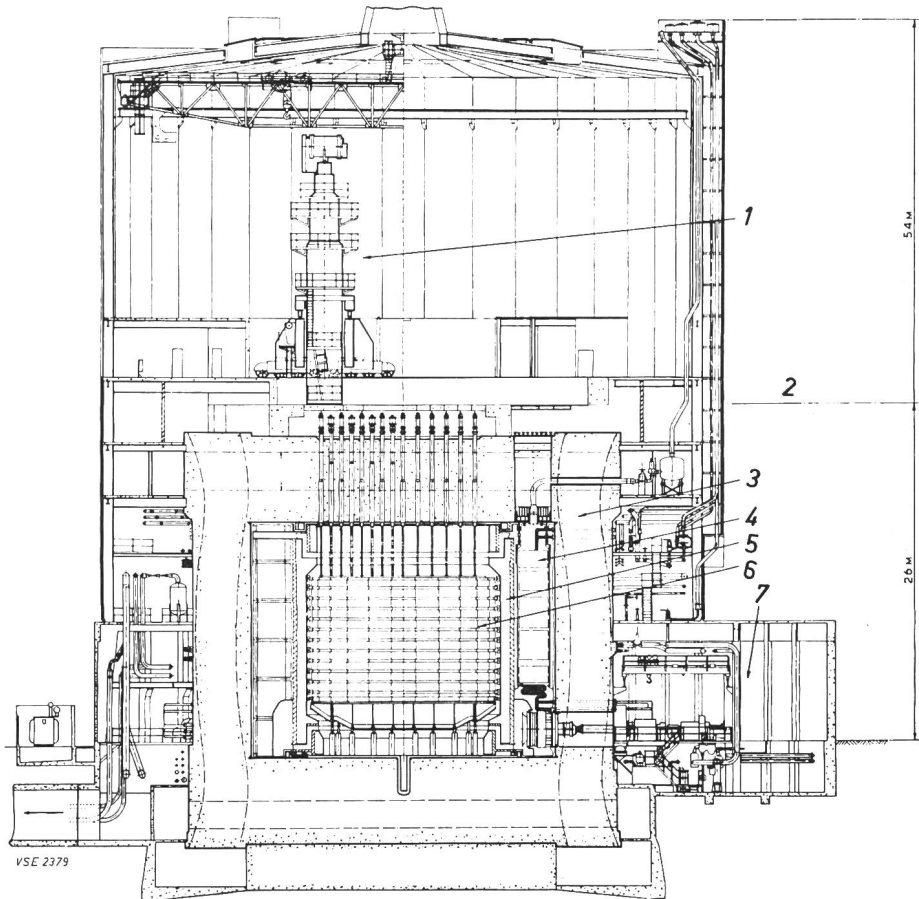


Fig. 3

Réacteur de la centrale d'Oldbury (2×300 MW, en service depuis 1967)

les premières installations de ce type sont déjà en construction ou projetées.

### 3. Les centrales nucléaires de la 2<sup>e</sup> période

Les résultats d'exploitation des centrales nucléaires sont influencés de façon décisive par le choix du réacteur. Il existe toute une série de types de réacteurs, chacun ayant ses avantages et ses inconvénients, de sorte qu'on n'est pas ar-

rivé à en mettre au point un seul qui soit supérieur aux autres à tout point de vue. Deux types de réacteur sont cependant actuellement au premier plan, le réacteur refroidi au gaz et le réacteur refroidi à l'eau; ils sont techniquement les plus développés, le premier étant préféré en Grande-Bretagne et en France, le second aux Etats-Unis et en Allemagne.

L'évolution des centrales nucléaires peut se faire dans deux directions: vers l'amélioration technique des types exist-

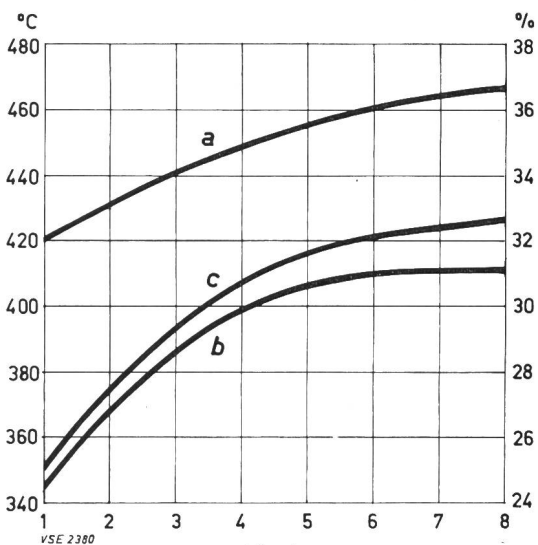


Fig. 4

Températures et rendement des centrales Magnox

- a, b Températures
- c Rendement
- 1...8 Réacteurs

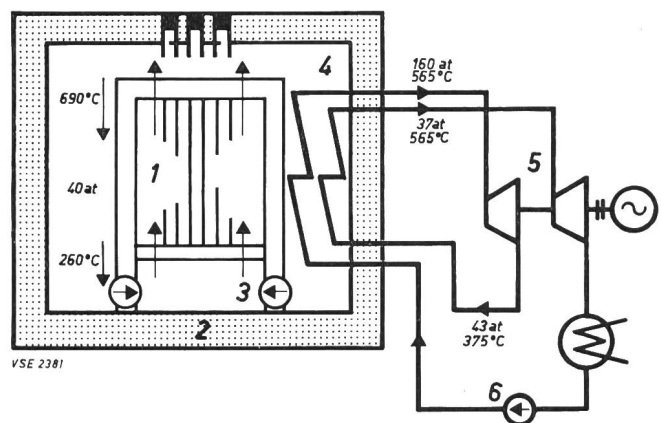


Fig. 5

Schéma thermique simplifié de la centrale nucléaire avec cuve sous pression en béton précontraint (paramètres de vapeur pour centrale AGR)

- 1 réacteur
- 2 cuve sous pression
- 3 soufflerie pour la circulation
- 4 générateur de vapeur et surchauffeur
- 5 turbine
- 6 pompe d'alimentation

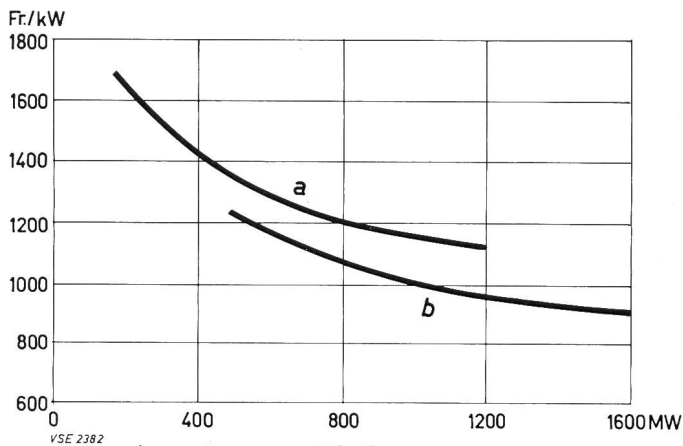


Fig. 6

Frais d'établissement des centrales Magnox à deux réacteurs

- a cuve sous pression en acier
- b cuve sous pression en béton précontraint

tants ou vers l'introduction de types nouveaux. Bien qu'en Grande-Bretagne on se soit engagé dans ces deux voies en même temps, c'est cependant la première qu'on suit plus particulièrement. L'introduction de nouveaux types de réacteur entraîne en effet de grosses dépenses et nécessite un temps considérable, parce que les nouvelles conceptions doivent d'abord passer par le stade expérimental. La Grande-Bretagne a choisi la voie d'un développement graduel, en construisant des centrales nucléaires sur la base des expériences acquises, tout en les améliorant peu à peu. Cette manière de procéder permet d'intégrer rapidement les centrales nucléaires dans la distribution d'énergie.

A la fin de la première période de construction, le réacteur Magnox était arrivé à un haut degré de mise au point technique, mais les limites de ce type avaient déjà été atteintes. Les éléments combustibles en uranium naturel sous gaine Magnox ne permettent plus désormais un accroissement sensible de la combustion, de la température et de la densité de puissance: donner de grandes dimensions à ce genre de réacteur occasionne donc des frais d'installation élevés. Ceci a engagé à chercher un réacteur plus perfectionné et a entraîné la comparaison et l'examen, quant à leur rentabilité, de plusieurs types de réacteurs: celui refroidi au gaz, celui fonctionnant à l'eau légère et celui fonctionnant à l'eau lourde. La structure des prix est différente pour ces différents types, parce que les réacteurs refroidis au gaz sont plus chers à installer, alors que les réacteurs refroidis à l'eau nécessitent de plus grandes dépenses pour l'agent énergétique ou le modérateur (réacteurs à eau lourde).

A la suite de recherches approfondies exécutées en 1964/65 par le CEGB, on garda le réacteur refroidi au gaz pour la phase suivante de construction des centrales nucléaires, bien que les différences probables du coût entre les divers types de réacteurs soient minimales [11]. Il s'agit en l'occurrence d'un type perfectionné (Advanced Gas-cooled Reactor — AGR), qui a été développé à Windscale par l'AEA. Ces réacteurs travaillent avec de l'uranium légèrement enrichi placé dans des gaines d'acier et pouvant supporter des températures de 600...700 °C, de sorte que les valeurs d'état de la vapeur correspondent à celles des centrales thermiques classiques modernes. Ils permettent de réaliser une combustion de l'agent énergétique concentré dépassant 15 000 MWd/t, au lieu de 3000 à 4000 MWd/t dans les réac-

teurs Magnox à uranium naturel. Ici également, on peut remplacer les éléments combustibles durant l'exploitation du réacteur.

Les buts principaux visés par le développement des réacteurs AGR sont: un meilleur rendement thermique, des frais d'installation moindres et une puissance accrue du réacteur. Ce faisant, on conserve quelques parties constituantes du réacteur Magnox, telles que le gaz carbonique comme agent réfrigérant et la cuve sous pression en béton précontraint. Par contre, les éléments combustibles sont changés et munis de gaines en acier inoxydable; par suite des pertes plus élevées en neutrons qui en résultent, on est obligé d'utiliser à la place de l'uranium naturel de l'uranium légèrement enrichi. Malgré le renchérissement de l'agent énergétique qui en résulte, on espère pouvoir obtenir ainsi 3 à 5 fois plus d'énergie qu'avec l'uranium naturel. Le passage au réacteur AGR a été facilité par la perspective de disposer à l'avenir d'uranium enrichi à des conditions favorables. La haute température d'exploitation permet d'accroître la densité de puissance et de réduire les dimensions du réacteur, d'où diminution des frais de construction et du coût de l'énergie (fig. 7). La comparaison de quelques données techniques et économiques concernant les centrales Magnox et AGR ressort du tableau II.

On espère réaliser avec le réacteur AGR des prix d'énergie plus faibles qu'avec tout autre type de réacteur actuellement utilisé [12, 13]. Le coût de l'énergie produite par les centrales AGR est estimé à 10 % plus bas que celui des cen-

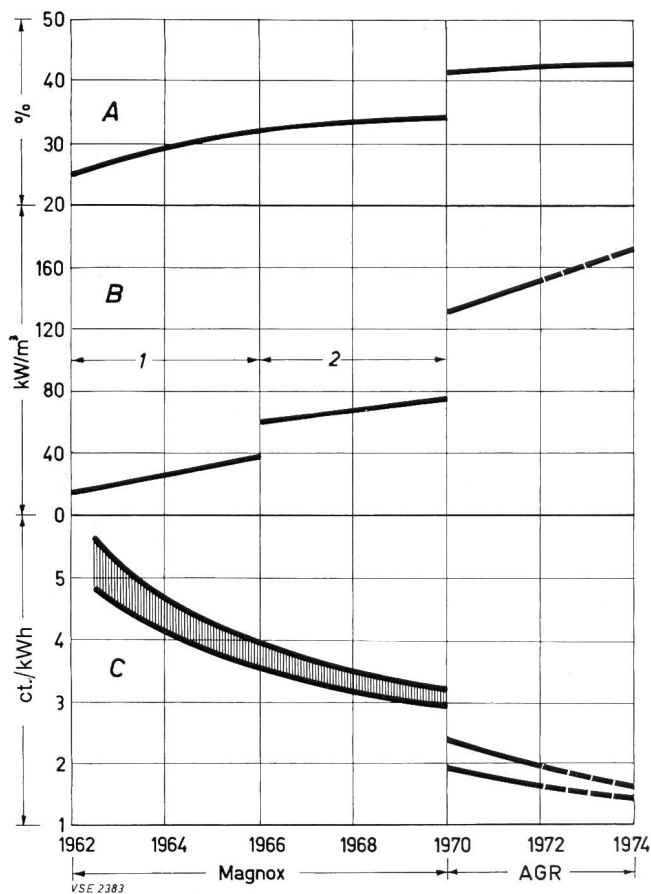


Fig. 7

Développement de la construction du réacteur

- A rendement thermique
- B densité de puissance
- C coût de l'énergie
- 1 cuve sous pression en acier
- 2 cuve sous pression en béton précontraint

		Centrale Magnox	Centrale AGR
Puissance électrique	MW (e)	2 × 300	2 × 600
Puissance spécifique	MW (th)/t	2,7	9...17
Enrichissement de l'uranium	%	aucun	1,4...2,3 <sup>1)</sup>
Température du gaz	° C	410	625
Rendement thermique	%	32...33	40...41
Frais d'établissement	fr./kW	1380	1000...1060
Coût de l'énergie <sup>2)</sup>	ct./kWh	3,10...3,65	2,25...2,80

<sup>1)</sup> Les valeurs inférieures sont valables pour la première charge.  
<sup>2)</sup> Selon le facteur d'utilisation (75...85 %) et la durée d'amortissement (20...25 ans).

Puissance spécifique	9,5 MWth/t
Pression et température du gaz CO <sub>2</sub>	31,6 atm/675 °C
Etat de la vapeur	164 atm/565 °C/565 °C
Rendement thermique	41,5%
Volume spécifique nécessité par la centrale	400 m <sup>3</sup> /MW
Frais d'établissement, sans la matière fissile	975 fr./kW
Frais d'établissement, avec la matière fissile	1150 fr./kW
Coût de l'énergie	2,65 ct./kWh

Les deux réacteurs seront logés dans un bâtiment commun et alimentés par une seule chargeuse. Cette centrale de 1200 MW prendra moins de place et d'espace que «Dungeness A» avec ses deux réacteurs Magnox de 2 × 275 MW. On espère, grâce à d'autres améliorations et en poussant la puissance à 2 × 1200 MW, arriver à abaisser les frais d'installation des centrales AGR à quelque 625 fr./kW. L'administration de l'électricité d'Ecosse (SSEB) a décidé de construire la centrale «Hunterston B» pour une puissance de 1250 MW avec deux réacteurs AGR; les frais d'installation sont budgetés à 690 fr./kW. La mise en service de cette centrale est prévue pour 1973. Le CEBG projette une autre centrale AGR à Hinkley-Point; on envisage d'édifier encore d'autres centrales.

Les réacteurs AGR constitueront l'épine dorsale de la deuxième phase de construction des centrales nucléaires anglaises. Ils couvriront la charge de base du réseau interconnecté et produiront du plutonium, avec lequel les réacteurs surrégénérateurs pourront être mis en service dans la seconde moitié des années 70. La puissance électrique des réacteurs AGR sera vraisemblablement portée à 1000 MW, ce qui permettra d'atteindre 4000 MW avec 4 réacteurs.

Au bout de la deuxième période de construction, vers 1975, on introduira probablement d'autres types de réacteurs dans les centrales nucléaires. On s'attend à ce que les réacteurs surrégénérateurs rapides prennent une place spéciale. Mais le passage à ce dernier type de réacteur ne se fera que par étapes, de sorte que les réacteurs AGR occuperont encore une place considérable dans la distribution d'énergie jusqu'en 1990 et même plus tard. Toutefois on ne saurait prévoir avec certitude le développement technique à si longue échéance; il est parfaitement possible qu'à côté des réacteurs AGR les réacteurs à haute température refroidis au gaz (HTR) avec combustible céramique, ou les réacteurs thermiques refroidis à l'eau prennent également de l'importance.

trales thermiques modernes. Les avantages les plus importants du réacteur AGR sont les suivants:

- 1) Les valeurs d'état élevées de la vapeur (160 at/560 °C) permettent d'atteindre un haut rendement thermique (≥ 40 %) et d'utiliser les turbines usuelles.
- 2) Les réacteurs AGR peuvent travailler avec un agent énergétique moins enrichi que les réacteurs à eau légère (1,4...2,3 % au lieu de 2,5...3,5 %) et ils produisent une plus grande quantité de plutonium pouvant être utilisé pour la mise en marche des réacteurs-surrégénérateurs rapides; c'est la conséquence d'une meilleure utilisation des neutrons dans le modérateur au graphite.
- 3) Le remplacement des éléments combustibles sous charge augmente la disponibilité de l'installation, ce qui est particulièrement important quand il s'agit de couvrir la charge de base; on peut aussi améliorer le taux de combustion de l'agent énergétique en changeant les éléments au fur et à mesure.
- 4) La cuve sous pression en béton précontraint accroît la sécurité d'exploitation de l'installation, de sorte qu'on peut édifier les centrales nucléaires dans les localités à population dense, au voisinage des centres de consommation; grâce aux cuves sous pression en béton précontraint, il est possible de pousser la puissance unitaire des groupes nucléaires jusqu'à 1000 MW environ et de réduire le coût spécifique de la construction.
- 5) Il est techniquement possible de diminuer le coût de l'énergie encore d'environ 20 % dans les réalisations les plus récentes; on peut y arriver en augmentant la température et la pression du gaz, en améliorant les éléments combustibles et en élevant la puissance.

Les plans prévoient l'édification de centrales AGR pour une puissance de 6000 à 8000 MW durant la période allant de 1968 à 1975. La première centrale AGR «Dungeness-B» pour 2 × 600 MW est en construction et doit être achevée en 1970. Ce sera probablement la première centrale nucléaire de Grande-Bretagne à pouvoir concurrencer avec succès, au point de vue purement économique, les centrales thermiques classiques. Voici quelques indications concernant cette centrale:

Puissance thermique des réacteurs	1450 MWth
Enrichissement du combustible (UO <sub>2</sub> )	2,0 à 2,4%

#### 4. Les chances des réacteurs-surrégénérateurs

Au terme de la deuxième période, vers 1975, la Grande-Bretagne disposera d'une série de grandes centrales nucléaires, qui seront équipées presque exclusivement d'un seul type de réacteur, le réacteur thermique refroidi au gaz. Comme l'exploitation d'un nombre toujours croissant de réacteurs thermiques réclamera de grosses quantités d'uranium, il faut s'attendre à ce que le prix de l'uranium augmente. Ceci peut conduire à utiliser aussi le plutonium comme agent énergétique dans les réacteurs AGR ou dans d'autres réacteurs thermiques. Mais l'utilisation du plutonium dans les réacteurs thermiques ne peut être envisagée qu'à titre temporaire, parce que le problème de la source d'énergie ne peut être résolu que par l'entrée en lice de réacteurs-surrégénérateurs. C'est pourquoi on a entamé en Grande-Bretagne depuis plusieurs années un programme en vue de développer ces derniers. Une installation expérimentale pour 60 MWth avec réacteur rapide surrégénérateur est en service à Dounreay en Ecosse depuis 1959 et a permis de nombreux



ses expériences, à partir desquelles l'AEA édifie actuellement une autre centrale nucléaire à réacteur du même type pour une puissance de 250 MW (600 MWth), qui doit entrer en service vers 1970...1971. Le réacteur sera refroidi au sodium et utilisera le combustible  $\text{PuO}_2/\text{UO}_2$ . La décision d'équiper une aussi grande installation avec ce type de réacteur prouve qu'on a déjà résolu en quelque sorte les problèmes techniques que pose leur construction. On compte que la première grande centrale de ce type, d'une puissance d'env. 1000 MW, pourra entrer en service à la fin des années 70. Après cela les centrales nucléaires avec réacteurs surrégénérateurs rapides assumeront peu à peu la couverture de la charge de base [14].

Plusieurs raisons justifient le développement des réacteurs surrégénérateurs:

- 1) On y réalisera une combustion sensiblement plus élevée de l'agent énergétique que dans les réacteurs thermiques, aussi les frais pour l'agent énergétique seront-ils très bas; au terme de la première période de développement, les frais de construction eux aussi ne dépasseront pas ceux des réacteurs thermiques. C'est pourquoi l'on peut s'attendre à ce que des centrales nucléaires techniquement au point, équipées de réacteurs à surrégénération, aient les prix de revient les plus bas pour l'énergie.
- 2) La production de plutonium des réacteurs thermiques est utilisable le plus favorablement possible dans les réacteurs surrégénérateurs; même remarque pour l'uranium traité dans les réacteurs thermiques, qui peut servir aussi dans les réacteurs surrégénérateurs. On peut améliorer par là la rentabilité des réacteurs thermiques et résoudre les problèmes du ravitaillement en uranium.
- 3) La meilleure utilisation de l'uranium obtenue grâce au processus de surrégénération réduira les besoins en uranium naturel à tel point, que les prix de revient de l'énergie ne seront plus touchés que de façon insignifiante par les fluctuations de prix de l'uranium; en déchargeant le ravitaillement en uranium, les réacteurs surrégénérateurs peuvent aussi parer au renchérissement de l'uranium.

Des études relatives à la disponibilité des agents énergétiques et au coût de l'énergie ont conduit à la conclusion qu'il serait avantageux d'utiliser le plus vite possible les réacteurs surrégénérateurs pour la production de l'énergie. Mais comme ils ont besoin de quantités considérables de plutonium pour la première charge, le rythme de leur mise en service sera limité par la production de plutonium des réacteurs thermiques [15]. Les réacteurs surrégénérateurs peuvent aussi démarrer avec l'uranium 235. Mais ceci supposerait l'agrandissement des coûteuses installations d'enrichissement; en outre le plutonium est un meilleur combustible que l' $\text{U}_{235}$  dans les réacteurs rapides, parce que la fission des noyaux de  $\text{Pu}_{239}$  libère davantage de neutrons, ce qui permet de produire de plus grandes quantités de  $\text{U}_{238}$ , c.-à-d. d'améliorer le facteur de surrégénération. Par conséquent, le plutonium doit être considéré comme la meilleure matière de démarrage des réacteurs surrégénérateurs. D'après les prévisions, l'accumulation des réserves de plutonium se fera de la façon suivante:

Bien que, même dans les réacteurs Magnox, environ 30 % de l'énergie provienne du plutonium, c.-à-d. qu'une partie du  $\text{Pu}_{239}$  produit est utilisée dans le même réacteur, il reste néanmoins un surplus important de plutonium disponible.

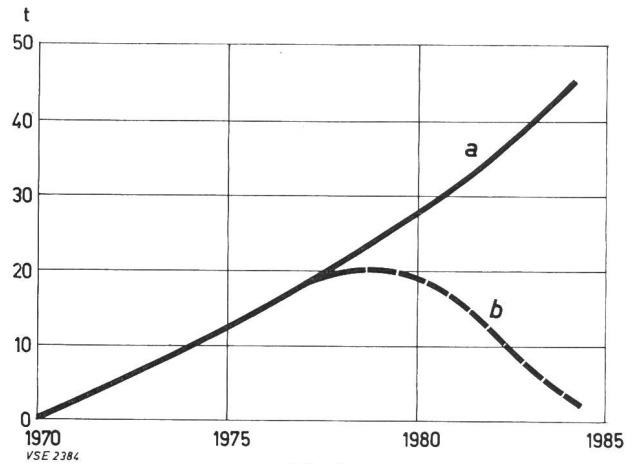


Fig. 8  
Réserves prévisibles de plutonium

a production de plutonium des réacteurs thermiques (valeurs cumulées)  
b réserves de plutonium après entrée en action des réacteurs-surrégénérateurs

Jusqu'en 1978 les réacteurs Magnox seront les principaux producteurs de plutonium. Pour un facteur de charge de 80 % et un taux de combustion de 3500 MWd/t on peut produire annuellement 0,5 kg/MW soit, en tout, 2,5 t de  $\text{Pu}_{239}$ . Vers 1975 la puissance électrique des centrales nucléaires AGR atteindra environ 8000 MW. Ces réacteurs seront à même, pour un taux de combustion de 20 000 MWd/t et un facteur de charge de 80 %, de fournir annuellement environ 0,12 kg de plutonium par MW. La production de plutonium des réacteurs thermiques atteindra ainsi dans la seconde moitié des années 70 environ 3,0 t/an. On estime qu'après 1975 la Grande-Bretagne disposera d'une quantité de plutonium pour le démarrage des réacteurs surrégénérateurs d'une puissance de 9000 MW (fig. 8). Mais l'équipement des centrales nucléaires au moyen de réacteurs thermiques n'en continuera pas moins par la suite. On admet que les réacteurs thermiques refroidis au gaz domineront encore jusqu'en 1980 (fig. 9). Le rapport entre les réacteurs thermiques et les réacteurs à surrégénération sera déterminé dans la période de transition par les réserves de plutonium. Mais avec le temps la part des réacteurs surrégénérateurs augmentera, parce que ceux-ci participeront également à la production de plutonium. Cette période de transition pourra durer jusqu'en 1985...1990 ou même plus tard. Ensuite les réacteurs surrégénérateurs seront déjà en état de fournir seuls les quantités de plutonium nécessitées par les nouvelles centrales nucléaires, de sorte que l'accroissement ultérieur de puissance dépendra exclusivement des centrales nucléaires à réacteurs surrégénérateurs; à partir de là on ne construira probablement plus de réacteurs thermiques. Aussi longtemps que les quantités emmagasinées d'uranium fourni par les réacteurs thermiques suffiront à charger les réacteurs surrégénérateurs, les besoins d'uranium frais seront minimes.

La puissance des centrales nucléaires se montera en 1980 probablement à 20 000...25 000 MW, la plupart étant équipées jusque là de réacteurs thermiques. Le rôle des réacteurs surrégénérateurs sera encore assez faible jusqu'en 1980...1985. On aura donc besoin durant les années 70 de grosses quantités d'uranium, sous forme d'oxyde d'uranium enrichi [16]; on évalue les besoins annuels en agents énergétiques enrichis,

vers 1970: 300 t,  
vers 1980: 1800 t

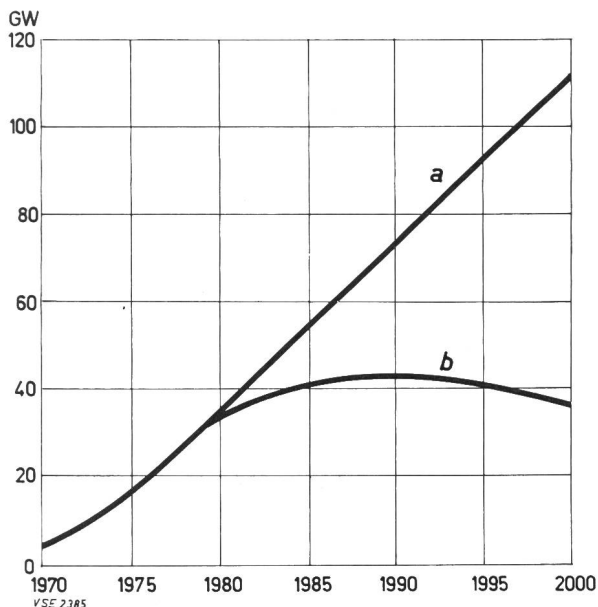


Fig. 9

Rôle probable des réacteurs thermiques et rapides

- a réacteurs-surrégénérateurs rapides
- b réacteurs thermiques

La Grande-Bretagne ne disposant pas de gisements d'uranium indigènes suffisants, il faut accélérer la mise en service des réacteurs surrégénérateurs, afin d'éviter les difficultés dans l'approvisionnement en agents énergétiques bruts. On espère qu'après 1985 les réacteurs surrégénérateurs fourniront déjà des quantités suffisantes de plutonium et déchargeront l'apport d'uranium. Plus tard ils pourront même débiter un excès de plutonium, à utiliser dans les réacteurs thermiques bon marché. Les centrales nucléaires correspondantes travailleraient avec un facteur de charge bas et pourraient servir à couvrir les pointes de charge.

Etant donné que la densité de puissance dans les réacteurs rapides est fréquemment plus élevée que dans les réacteurs thermiques, il s'agit de résoudre des problèmes difficiles concernant les matériaux de construction. Pour maintenir assez bas les frais du coûteux agent énergétique (22...30 %), il faut tendre vers des taux de combustion particulièrement élevés (~100 000 MWd/t). Il semble que les premiers réacteurs surrégénérateurs seront refroidis au sodium, et on procède actuellement à des essais dans ce sens. Bien qu'on prenne aussi en considération d'autres procédés de refroidissement à la vapeur et au gaz, ceux-ci sont cependant moins développés, de sorte que l'on considère le réacteur surrégénérateur refroidi au sodium comme le réacteur-type de la prochaine phase de construction. Le rendement de la charge pourra être ultérieurement accru par l'emploi de carbure d'uranium au lieu d'oxyde, ce qui permettrait de réduire à moins de 10 ans la durée de doublement de la production de plutonium. Cela reculerait très loin le besoin d'uranium frais et réduirait à un minimum les dépenses pour l'agent énergétique.

Les opinions divergent, tant en Grande-Bretagne que dans les autres pays, au sujet du temps nécessaire pour que les réacteurs surrégénérateurs soient arrivés à un stade de développement permettant une sécurité suffisante pour en équiper de grosses centrales. On envisage donc aussi d'autres types de réacteurs susceptibles de diminuer les besoins en

uranium durant la période de transition, et de résoudre en partie le problème de la production d'énergie nucléaire. Ici interviennent les réacteurs thermiques ayant un rendement supérieur aux réacteurs thermiques actuels. Leur coefficient de surrégénération étant inférieur à 1, on les désigne par l'appellation «réacteurs-convertisseurs». On procède en Grande-Bretagne à des essais sur deux réacteurs de ce groupe: le réacteur à eau lourde (steam generating heavy water reactor [SGHWR]) et le réacteur à gaz à haute température (high temperature gas-cooled reactor — HTR).

Un réacteur à eau lourde est en construction à la station expérimentale de l'AEA de Winfrith [17]; sa puissance électrique sera de 100 MW. Il est modéré à l'eau lourde et refroidi à l'eau légère, avec utilisation immédiate de la vapeur produite dans le noyau du réacteur, sous forme de force motrice. Les réacteurs à eau lourde présentent une économie favorable de neutrons et peuvent grâce à cela travailler avec de l'uranium naturel; mais par suite des pertes de neutrons dans l'eau de refroidissement, on utilisera comme agent énergétique dans le réacteur expérimental de l'oxyde d'uranium légèrement enrichi; il est vrai que si l'enrichissement peut être bas (< 2 %), en revanche le gain spécifique de puissance et la combustion peuvent avoir des valeurs élevées (15 MW/t, resp. 18 000 MWd/t). L'eau de refroidissement agissant aussi comme modérateur, on peut réduire d'autant la quantité nécessaire de la si coûteuse eau lourde. Le réacteur à eau lourde produit plus de plutonium que les réacteurs AGR et peut par conséquent servir de source additionnelle de plutonium pour les réacteurs surrégénérateurs. Le réacteur du type à tubes sous pression est fait de pièces bon marché pour différentes puissances, ce qui réduit les frais de construction. Tout ceci peut avoir pour conséquence que les réacteurs à eau lourde entrent en ligne de compte lorsqu'il s'agira de travailler avec un facteur de charge bas, p. ex. pour couvrir les pointes ou aussi pour les installations de puissance moyenne ( $\leq 400$  MW).

Le développement du réacteur refroidi au gaz n'est pas encore arrivé à son terme avec l'AGR. On examine des éléments combustibles à gaine de carbure ( $UO_2$  dans  $BeO$ ;  $UC$  dans  $SiC$ ; d'autres encore) et l'on espère pouvoir porter avec eux la température d'exploitation à 1000 °C. Ces éléments n'auront pas besoin de gaines métalliques, ce qui améliorera l'économie des neutrons. On considère un rendement thermique supérieur à 40 % et une combustion de l'agent énergétique enrichi à un taux de plus de 80 000 MWd/t comme des valeurs parfaitement accessibles.

Depuis quelque temps, des essais sont en cours avec un réacteur à gaz à haute température. Il s'agit ici d'un réacteur expérimental étudié en collaboration européenne: le projet «Dragon». Dans ce réacteur l'agent énergétique est mélangé avec le modérateur et refroidi à l'hélium. Les réacteurs de ce type peuvent aussi utiliser le thorium comme agent énergétique et élargir par là la base des matières premières de l'énergie nucléaire. Comme ils permettent un degré de conversion intéressant, ils peuvent trouver une application en tant que type de transition et remplacer les réacteurs AGR, au cas où l'entrée en service des réacteurs surrégénérateurs serait retardée pour des raisons techniques. Ultérieurement, quand les réacteurs surrégénérateurs débiteront déjà des quantités importantes de plutonium, les réacteurs HTR pourraient être appelés à couvrir la charge variable, parce que l'on suppose

que leur coût de construction sera plus bas que les frais d'établissement des réacteurs surrégénérateurs.

On consacre actuellement les plus grands efforts à un développement aussi rapide que possible des réacteurs surrégénérateurs. Si les espoirs qu'on met en eux se réalisent, il sera possible d'accroître considérablement la part de l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement en électricité.

### 5. Le coût de l'énergie

Maintenant qu'il a été démontré par leur exploitation pratique que les centrales nucléaires sont des installations génératrices d'énergie sûres, ce sont les questions de rentabilité qui passent au premier plan. Il faut tenir compte ici de deux grandeurs: les frais d'installation et les dépenses d'exploitation. Elles influencent aussi bien les perspectives économiques des installations nucléaires que leur exploitation en commun avec d'autres centrales du système d'interconnexion.

La production d'énergie exigeant de gros capitaux, la réduction des fonds engagés prend une importance capitale. Ceci tout spécialement en ce qui concerne les centrales nucléaires. Alors que les frais d'investissement représentent 20 à 25 % du prix de revient de l'énergie dans les centrales thermiques classiques, leur part atteint 60 à 70 % dans les centrales nucléaires (tableau III).

Le montant et la composition du coût de l'énergie de quelques centrales au charbon et centrales nucléaires sont indiqués à fig. 10 [11], qui montre que les frais du capital dominant dans les centrales nucléaires. C'est pourquoi les efforts déployés dans le développement des centrales nucléaires portent avant tout sur la réduction des frais d'installation. A cet effet plusieurs mesures peuvent être prises:

- accroissement de la puissance du réacteur et de sa densité de puissance;
- élévation du niveau de la température;
- perfectionnement technique des éléments combustibles;
- simplification du système à gaz et à vapeur;
- passage à de nouveaux types de réacteur.

Vu que, pour une puissance électrique donnée, un meilleur rendement thermique abaisse la puissance thermique du réacteur, les frais de construction s'en trouvent également réduits; la combustion plus complète de la matière fissile a un effet analogue, parce qu'il en résulte un recul des frais pour la charge d'uranium.

Dans les centrales au charbon modernes, le coût de l'énergie se monte à 2,8...3,1 ct./kWh. Il doit être inférieur dans

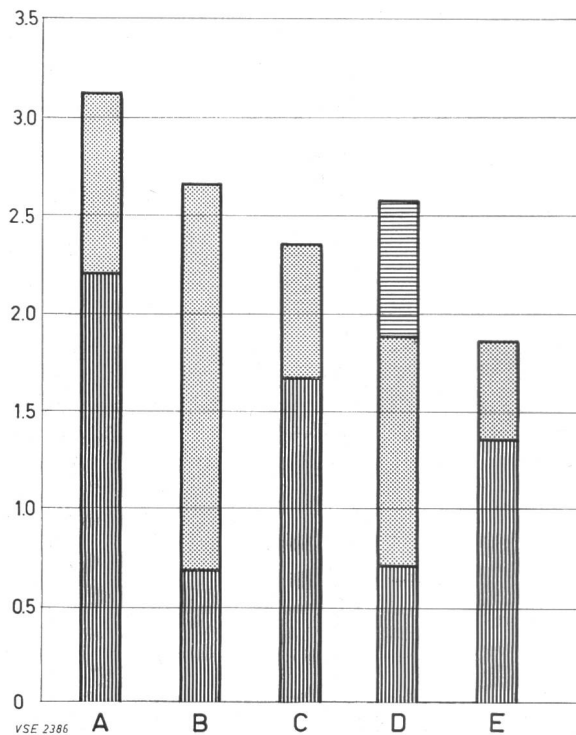


Fig. 10

Structure du coût de l'énergie

- frais de capital
- dépenses d'exploitation
- droits d'importation sur l'huile

- A centrale Magnox (Wylfa)
- B grande centrale au charbon
- C centrale AGR («Dungeness B»)
- D grande centrale chauffée au mazout
- E grande centrale AGR (construction prévue en 1975)

les centrales nucléaires (fig. 11). Les deux premières centrales Magnox ne pouvaient remplir cette condition, vu que leur coût de l'énergie atteignant 5,6...7 ct./kWh (voir tableau I). Mais ce coût est descendu à 3,4...3,9 ct./kWh dans les centrales Magnox depuis lors. Le perfectionnement technique des centrales nucléaires se poursuit et promet d'entraîner d'autres réductions de frais. C'est ainsi que les frais de construction de la première centrale AGR (Dungeness «B») reviennent à 1000 fr./kW et le coût de l'énergie à 2,6 ct./kWh, autrement dit cette centrale doit apporter une économie de 10 % par rapport aux centrales thermiques classiques. Dans les centrales de grande puissance ultérieures, les frais de construction atteindront environ 625 à 690 fr./kW et le prix de revient de l'énergie moins de 2 ct./kWh. Grâce aux expériences acquises par l'exploitation, le CEGB a pu récemment prolonger la période d'amortissement de 20 à 25 ans, et les résultats financiers vont encore s'améliorer en faveur des centrales nucléaires. Les dépenses pour l'agent énergétique peuvent également diminuer grâce à des procédés de fabrication des éléments combustibles moins onéreux, à une combustion plus parfaite et à un meilleur rendement thermique. La production de plutonium pour les réacteurs surrégénérateurs rapides procurera aussi à l'avenir des recettes supplémentaires. Pour toutes ces raisons, on s'attend à ce que les avantages économiques des centrales nucléaires aillent en croissant vis-à-vis des centrales thermiques classiques, dans les années 70.

Coût de l'énergie

Tableau III

	Centrale au charbon	Centrale nucléaire Magnox
Puissance en MW	4 × 500	2 × 590
Coût de l'énergie capital <sup>1)</sup>	0,65 ct./kWh ou 23 %	2,50 ct./kWh <sup>2)</sup> ou 66 %
agent énergétique	2,00 ct./kWh ou 67 %	0,85 ct./kWh ou 22 %
frais d'exploitation	0,30 ct./kWh ou 10 %	0,45 ct./kWh ou 12 %
Total	2,95 ct./kWh ou 100 %	3,80 ct./kWh ou 100 %

<sup>1)</sup> Taux d'intérêt 7,5 %, facteur d'utilisation 75 %, durée d'amortissement 30 ans pour la centrale au charbon, 20 ans pour la centrale nucléaire.  
<sup>2)</sup> Charge d'uranium comprise.

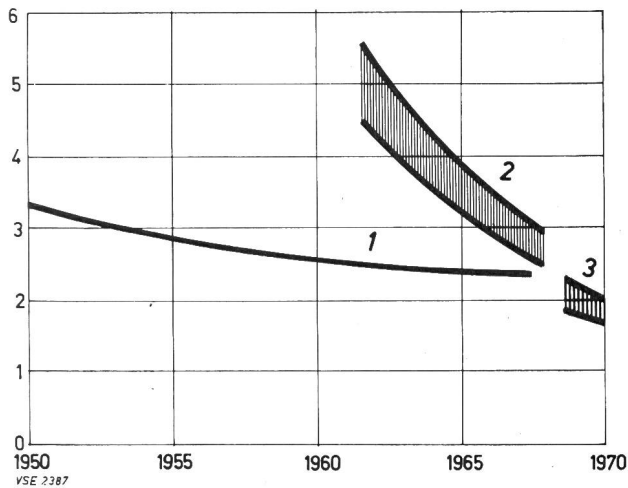


Fig. 11  
Evolution du coût de l'énergie

- 1 centrales au charbon
- 2 centrales Magnox (facteur de charge 75 à 85 %)
- 3 centrales AGR

En jugeant le coût de l'énergie, il ne faut pas oublier que les chiffres des premières centrales nucléaires seront améliorés par leur utilisation systématique, vu qu'elles sont mises à contribution pour couvrir la charge de base; l'importance des dépenses élevées qu'elles nécessitent pour l'installation en est par conséquent diminuée. Lorsque, à une époque plus éloignée, vers 1980...1985, la puissance des centrales nucléaires dépassera la zone de la charge de base du réseau interconnecté, il faudra qu'elles participent également à la couverture de la charge moyenne (facteur de charge 50 %). A ce moment, leurs frais de construction devront être réduits à tel point que les centrales nucléaires soient capables de concurrencer les centrales thermiques classiques, même pour un facteur d'utilisation sensiblement plus bas. Le facteur de charge annuel du réseau britannique d'interconnexion est d'env. 50 %; si la part des centrales nucléaires atteint le 30 % de la puissance globale du système, le facteur de charge de quelques-unes d'entre elles pourra alors régresser à 60 %. Mais comme les dépenses liées à la production d'énergie sont faibles, elles pourront fournir de l'énergie bon marché aux centrales hydrauliques à accumulation avec pompage, ainsi qu'aux consommateurs dont la puissance est réglable (en particulier les installations industrielles), durant les heures de faible charge [18, 19]. On pourra ainsi arriver à une meilleure utilisation des centrales nucléaires.

Les frais d'installation des centrales thermiques modernes en Grande-Bretagne se montent approximativement à 500 fr./kW pour une puissance de  $4 \times 500$  MW, ordre de grandeur réalisable sans peine par les centrales nucléaires. Les centrales AGR futures comprendront alors deux réacteurs pour 1000 à 1200 MW et quatre turbo-alternateurs de 500 à 600 MW chacun. Les centrales nucléaires de la période suivante peuvent être prévues pour une puissance encore plus considérable, parce que la concentration de puissance se poursuit pour deux raisons:

- a) les frais spécifiques d'installation diminuent à mesure que la puissance augmente;
  - b) il est difficile de trouver des emplacements convenables pour les nouvelles centrales, si on en multiplie le nombre.
- L'influence de cette évolution sur les frais ressort du tableau IV [12].

Si l'on table sur une période d'amortissement de 25 à 30 ans et un facteur d'utilisation de 80 %, on arrive à un coût de l'énergie de 2,25 resp. 1,70 ct./kWh. Une baisse de 10 à 20 % peut intervenir durant les années 70, grâce à d'autres perfectionnements techniques des réacteurs AGR. Plus tard, d'autres types de réacteur passeront au premier plan; bien qu'il n'existe pas encore d'indications sûres au sujet des frais probables pour ces nouveaux types, on peut néanmoins compter sur une baisse supplémentaire des prix.

Les centrales nucléaires à réacteurs surrégénérateurs seront probablement équipées de deux groupes pour une puissance électrique égale à  $2 \times 1000$  MW. Les frais de construction des installations techniquement mises au point devraient descendre à environ 625 fr./kW. On estime que le prix de revient de l'énergie dans ces centrales ne dépassera pas 1,4 ct./kWh. Les dépenses pour l'agent énergétique seront si faibles que le prix de l'uranium n'influencera le coût de l'énergie que de façon insignifiante. C'est pourquoi l'on considère le développement des réacteurs surrégénérateurs comme l'une des tâches les plus importantes du programme de l'énergie nucléaire.

## 6. Conclusions

L'accroissement rapide de la demande d'énergie, la pénurie de combustibles et la centralisation de l'approvisionnement en énergie ont hâté en Grande-Bretagne la réalisation d'un vaste programme de mise en valeur de l'énergie nucléaire. Dans ce domaine, la Grande-Bretagne occupe actuellement la première place au monde, la construction de centrales nucléaires étant poursuivie avec diligence. Grâce au développement systématique d'un seul type de réacteur, on est arrivé en peu de temps à intégrer sur une grande échelle l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement en énergie. Des centrales d'une puissance totale de quelque 5000 MW sont en service et ont produit jusqu'à présent plus de 80 000 GWh. Quelques centrales de grande puissance ( $>1000$  MW) sont en construction ou à l'état de projet. On estime qu'à la fin des années 70 les centrales nucléaires fourniront environ 30 % de l'énergie électrique.

Les dernières centrales nucléaires de la première période de construction sont déjà capables de concurrencer les centrales au charbon. Afin d'améliorer le rendement de l'utilisation de l'énergie et de réduire les frais d'installation des centrales nucléaires, on a mis au point et expérimenté pour la

Structure des frais pour les centrales nucléaires AGR

Tableau IV

Entrée en service Puissance	Année MW	1970 1200	1975 2400
<b>Frais d'installation:</b>			
système du réacteur	fr./kW	480	290
constructions	fr./kW	125	90
installation de force motrice	fr./kW	265	225
intérêts, terrain, etc.	fr./kW	110	90
Total	fr./kW	980	695
<b>Coût de l'énergie:</b>			
service du capital	ct./ kWh	1,85	1,35
agent énergétique <sup>1)</sup>	ct./ kWh	0,50	0,45
frais d'exploitation	ct./ kWh	0,22	0,17
Total	ct./ kWh	2,57	1,97

<sup>1)</sup> y compris la charge d'uranium.

seconde période le réacteur perfectionné refroidi au gaz, AGR. On construit déjà les premières centrales nucléaires équipées de ce réacteur. En outre, des essais sont en cours avec des réacteurs surrégénérateurs; on espère pouvoir après 1975 équiper les centrales nucléaires de réacteurs surrégénérateurs rapides, ce qui permettrait de réaliser une utilisation plus complète des agents énergétiques et d'assurer de cette manière la source de l'énergie pour une longue période. A longue échéance, les réacteurs surrégénérateurs rapides sont considérés comme un complément indispensable des réacteurs thermiques; ils seront appelés à couvrir par étapes la charge de base. Etant donné que ce type de réacteur nécessite des quantités considérables de plutonium pour la première charge, le rythme de leur mise en service dépendra des réserves disponibles de plutonium; ce qui explique pourquoi la construction de réacteurs thermiques sera poursuivie encore longtemps jusqu'en 1990 ou même plus tard.

Il semble que la voie soit ouverte à une rapide intégration de l'énergie nucléaire dans le cadre de l'approvisionnement de la Grande-Bretagne en énergie. Cette évolution est favorisée par les difficultés du ravitaillement en huile de provenance Moyen-Orientale. L'énergie nucléaire va, durant les prochaines décennies, modifier sensiblement la structure de l'approvisionnement en électricité et décharger le bilan tendu des combustibles en Grande-Bretagne. Pour le moment on produit encore l'énergie électrique en partant de trois sources primaires: le charbon, l'huile et l'énergie nucléaire; mais à la fin des années 70 l'énergie nucléaire assurera vraisemblablement presque seule la couverture de l'accroissement ultérieur de la charge.

## Bibliographie

- [1] Clark, D.; Cash, P. W.; Faux, F.: The Integration of Nuclear Power into a Large Electricity Generating System. World Power Conference, Madrid, 1960. Paper V/6.
- [2] Schaff, K.: Betrachtungen über die Elektrizitätswirtschaft Grossbritanniens und Schlussfolgerungen für die Bundesrepublik. Elektrizitätswirtschaft 64(1955), Nr. 15, S. 417...422.
- [3] Kroms, A.: Kernkraftwerke im britischen Verbundsystem. Schweizerische Bauzeitung 76(1958), Nr. 35, S. 507...515.
- [4] Nucleonics. 25(1967), Nr. 6, S. 76.
- [5] PFR Result: Scotland 2, England 0. Nuclear Engineering 11(1966), Nr. 118, Pg. 182...183.
- [6] Gibbs, K. P.; Fair, D. R. R.: The Magnox Stations: A Success Story. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 43...53.
- [7] Thorn, M. A.: The Improvement of the Efficiency of the Gas-Cooled, Graphit-Moderated Reactor Systems. World Power Conference, Lausanne, 1964, Paper 124 - II c.
- [8] From Hinkley to Sizewell. Nuclear Engineering 6(1961), Nr. 9, Pg. 364...370.
- [9] Gibbs, K. P.; Southwood, J. R. M.: The Economics of the Integral Gas Cooled Reactor and Boiler Design Using a Prestressed Concrete Pressure Vessel. World Power Conference, Lausanne, 1964, Paper 93 - II C.
- [10] Sykes, J. H. M.: Two Reactors at Oldbury Station to Produce 600 MW. Electrical World 165(1966), Nr. 25, Pg. 97...98 and 157.
- [11] Berridge, D. R.; Gott, H. H.; Jackson, G. B.: Selection of Power Reactors for Electricity Generation in England and Wales. World Power Conference, Tokyo, 1966, Paper II A(1) - 136.
- [12] Marsham, T. N.; Thorn, J. D.: Economic Power from Gas-Cooled Reactors. Nucleonics 23(1965), Nr. 11, Pg. 39...44.
- [13] Stewart, J. C. C.; Moore, R. V.: Advanced Types of Nuclear Power Reactors and Their Integration into Electricity Generating Systems. World Power Conference, Tokyo, 1966, Paper II A(1) - 133.
- [14] Frame, A. G.; Matthews, R. R.: Fast Reactors: on the Line by '71. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 54...59.
- [15] Franklin, N. L.; Kehoe, R. B.: Plutonium: Reserved for Fast Reactors. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 66...71.
- [16] Franklin, N. L.; Avery, D. G.; Heal, T. J.: Oxide Fuels: How U. K. Will Fill the Gap. Nucleonics 24(1966), Nr. 9, Pg. 64...65 and 72...73.
- [17] Cartwright, H.: SGHWR: A Dark-Horse Competitor. Nucleonics 24(1966), Pg. 60...63 and 73.
- [18] Fulton, A. A.; Haldane, T. G.; Mountain, R. W.: The Practical Application and Economics of Pumped Storage in Great Britain. Weltkraftkonferenz, Wien, 1956. Bericht 227H/38.
- [19] Kroms, A.: Die Leistungsreserven der Verbundsysteme und Wege zu ihrer Ausnutzung. E und M 78(1961), Nr. 12, S. 393...402; 79(1962), Nr. 8 und 10, S. 177...182 und 251...256.

### Adresse de l'auteur:

A. Kroms, 30 Rockland Avenue, Malden, Mass. 02148, U.S.A.

## Construction d'usines

### L'inauguration des

#### Forces Motrices Albula-Landwasser S.A., Filisur

Le 18 septembre 1968, les centrales Glaris-Filisur et Bergün-Filisur des Forces Motrices Albula-Landwasser S. A. ont été inaugurées solennellement. Près de 300 hôtes avaient donné suite à l'invitation pour célébrer cette journée de fête marquante pour la région de Davos. Dans une allocution de bon aloi, à la salle des machines, le D<sup>r</sup> Hans Bergmaier, président du conseil d'administration, brossa un tableau des travaux préparatifs qui durèrent plusieurs années et de l'histoire de la construction et remercia les autorités et les entreprises qui ont contribué à la bonne réussite de l'œuvre. Joie, satisfaction et reconnaissance furent les répliques du président de commune Jakob Schutz qui s'adressa ensuite à l'assemblée en fête en tant que représentant des communes concédantes. Après une visite de la centrale qui est en service normal depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1967 déjà, les hôtes furent amenés à Davos où, pendant le banquet, le Conseiller d'Etat D<sup>r</sup> H. Ludwig, le Landammann D<sup>r</sup> Ch. Jost et l'ancien Conseiller d'Etat R. Lardelli exprimèrent dans leurs discours leur satisfaction de voir achevées les centrales.

Les Forces Motrices Albula-Landwasser S. A., dont font partie l'Electro-Watt S. A., l'Electricité de Laufenburg S. A., la région de Davos, le canton des Grisons et sept communes concédantes, poursuit le but d'exploiter les forces hydrauliques de l'Albula et du Landwasser dans quatre centrales dont seules les deux du milieu, Glaris-Filisur et Bergün-Filisur, ont été construites, produisant en année moyenne 250 GWh dont 70 GWh en hiver. Etant donné l'augmentation des frais de construction, la hausse du taux d'intérêt des capitaux et la concurrence de l'énergie nucléaire, la Société a renoncé à la construction des deux paliers Naz-Bergün et Filisur-Tiefencastel qui auraient rendu possible un accroissement de la production à 410 GWh.

### Données techniques des ouvrages

#### Bassins versants

Landwasser	220 km <sup>2</sup>
Albula	126 km <sup>2</sup>

#### Bassins de compensations

Glaris-Ardüs (Landwasser)	50 000 m <sup>3</sup>
Islas (Albula)	35 000 m <sup>3</sup>

#### Centrale de Filisur

Chute brute	423 m
Débit équipé	16 m <sup>3</sup> · s <sup>-1</sup>
Puissance installée	58 000 kW

2 turbines Francis à axe vertical  
8,75 m<sup>3</sup> · s<sup>-1</sup>, 40 000 CV, 1000 t · min<sup>-1</sup>

2 alternateurs synchrones triphasés  
36 500 kVA, cos φ = 0,8, 11 kV, 50 Hz

1 groupe de transformateurs monophasés

11/220 kV 73 000 kVA

1 transformateur triphasé

11/ 50 kV 50 000 kVA

1 transformateur de réglage triphasé

11/ 11 kV 5 000 kVA

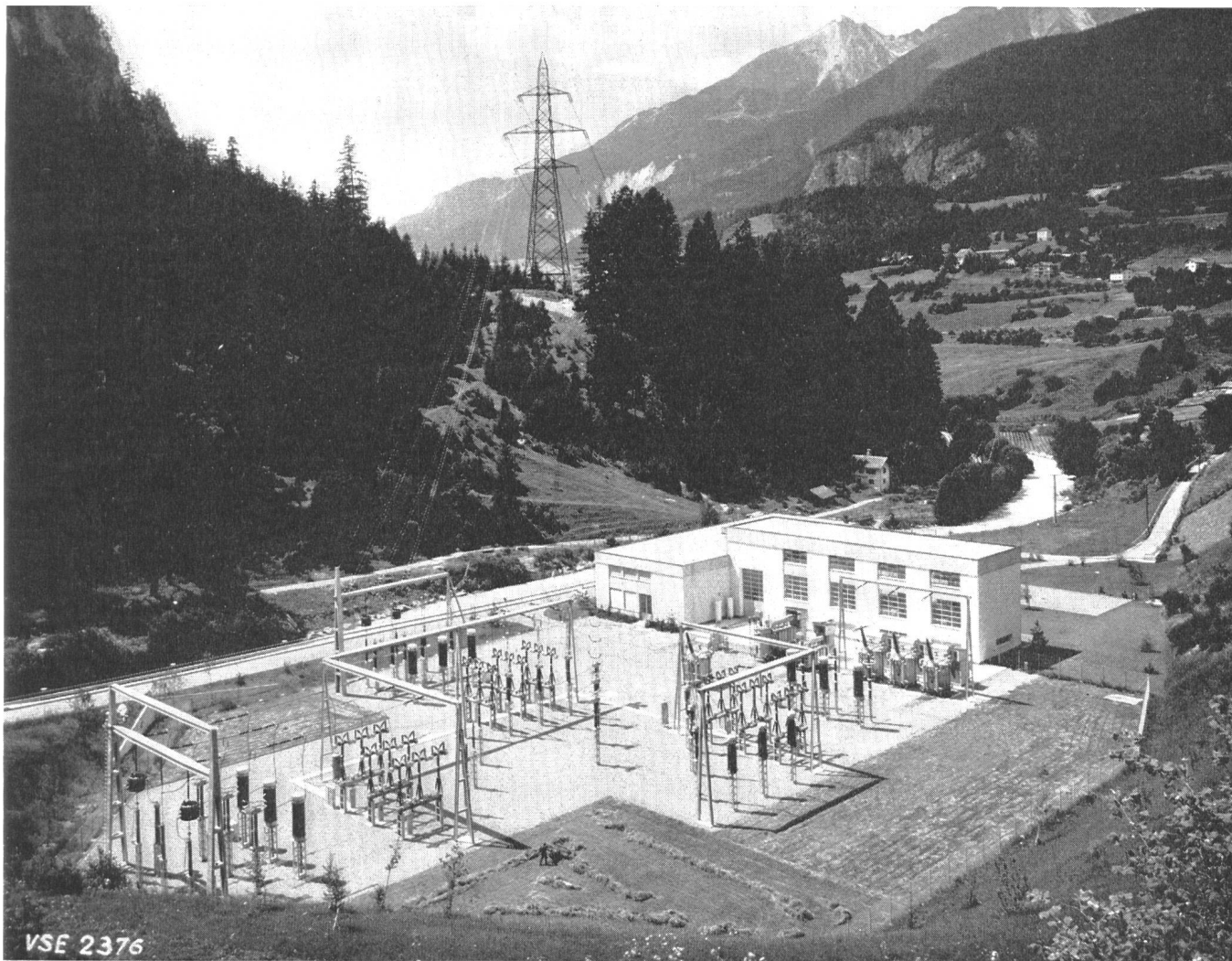
#### Production d'énergie

Production annuelle moyenne	250 GWh
été	180 GWh
hiver	70 GWh

#### Période et coût de construction

Période de construction: septembre 1961 au 1<sup>er</sup> janvier 1967

Coût de construction de la centrale de Filisur: 114 Mio de francs  
R/AE



Centrale et station de couplage de Filisur

## Communications des organes de l'UCS

### Secrétariat de l'UCS

En date du 30 septembre 1968, Monsieur *Charles Morel*, secrétaire de l'UCS, a pris sa retraite. Il a rendu d'éminents services au secrétariat pendant 23 ans en tant qu'ingénieur, grâce à sa connaissance de deux langues et à ses qualités de spécialiste des questions tarifaires. Le Comité remercie tout spécialement Monsieur Morel de sa fidèle collaboration pendant de longues années et souhaite de plein cœur que le rétablissement de sa santé continue à progresser.

Le Comité a nommé en qualité de nouveau secrétaire de l'UCS à partir du 1<sup>er</sup> octobre 1968 Monsieur *Bruno Frank*, D<sup>r</sup> en droit, jusqu'alors remplaçant du secrétaire, qui a travaillé au secrétariat de l'UCS depuis août 1967.

Un nouveau remplaçant du secrétaire fut désigné en la personne de Monsieur *Albert Ebener*, ingénieur diplômé. Il assure à partir du 1<sup>er</sup> octobre 1968 aussi la succession de Monsieur Morel en tant que rédacteur responsable des «Pages de l'UCS».

A la même date, Messieurs *Erwin Bucher*, D<sup>r</sup> ès sc. pol., et *Alois Hoby* furent nommés fondateurs de pouvoir.

### 273<sup>e</sup> séance du Comité de l'UCS

Le Comité de l'UCS procéda lors de sa dernière séance sous la présidence de M. *A. Rosenthaler*, président, aux nominations mentionnées ci-dessus au secrétariat de l'UCS. Puis il entreprit

plusieurs nominations pour compléter des commissions. Monsieur *Ernest Schaad*, directeur des Services Industriels d'Interlaken, se retire à la fin de l'année de ses fonctions de président de la commission pour les journées de discussion sur les questions d'exploitation, mais reste jusqu'à nouvel avis membre de cette commission. Pendant sa présidence qui a duré 15 ans, Monsieur Schaad présida 28 assemblées de discussion et prit une part importante à l'organisation de 18 cours de perfectionnement techniques et commerciaux. Le Comité désigna en qualité de nouveau président à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1969 Monsieur *Alfred Strehler*, directeur du Service de l'Electricité de la ville de St-Gall.

Le Comité entendit en outre un rapport sur une étude entreprise récemment: «Conception-pilote partielle de l'économie énergétique, approvisionnement en électricité», établie en relation avec la planification nationale, régionale et locale et se fit orienter sur les cours et assemblées de discussion déjà organisés ou prévus pour l'année e cours. Les cours de premiers secours ont été suivis pendant le premier semestre par 700 employés des entreprises. Pour les mois à venir, différents cours de perfectionnements et quelques séminaires pour le traitement électronique des données sont prévus.

Le Comité s'occupa finalement du financement des mesures pour la protection des eaux et de la révision du règlement pour les examens de maîtrise dans la profession des monteurs-électriciens, révision qui est terminée à l'exception de quelques points.

# Communications de nature économique

## Production et distribution d'énergie électrique par les entreprises suisses d'électricité livrant de l'énergie à des tiers

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie énergétique et l'Union des Centrales Suisses d'électricité

La présente statistique concerne uniquement les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers. Elle ne comprend donc pas la part de l'énergie produite par les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproduit) qui est consommée directement par ces entreprises.

Mois	Production et achat d'énergie											Accumulation d'énergie				Exportation d'énergie		
	Production hydraulique		Production thermique		Energie achetée aux entreprises ferroviaires et industrielles		Energie importée		Energie fournie aux réseaux		Différence par rapport à l'année précédente	Energie emmagasinée dans les bassins d'accumulation à la fin du mois		Variations mensuelles - vidange + remplissage				
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68		1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67
	en millions de kWh											%	en millions de kWh					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Octobre . . . . .	1863	1976	10	15	67	67	172	266	2112	2324	+10,0	5901	5918	- 109	- 344	366	486	
Novembre . . . . .	1767	1818	62	117	64	67	254	432	2147	2434	+13,4	5245	5281	- 656	- 637	265	462	
Décembre . . . . .	1782	1801	152	165	80	50	256	487	2270	2503	+10,3	4491	4326	- 754	- 955	308	476	
Janvier . . . . .	1886	1924	124	202	74	47	262	364	2346	2537	+ 8,1	3511	3297	- 980	-1029	370	470	
Février . . . . .	1818	1876	77	158	76	50	216	226	2187	2310	+ 5,6	2503	2220	-1008	-1077	406	384	
Mars . . . . .	1945	1913	58	115	92	51	101	225	2196	2304	+ 4,9	1735	1222	- 768	- 998	346	347	
Avril . . . . .	2149	2073	2	9	83	62	56	88	2290	2232	- 2,5	898	1020	- 837	- 202	507	406	
Mai . . . . .	2253	2538	1	2	66	88	54	49	2374	2677	+12,8	1460	1452	+ 562	+ 432	603	769	
Juin . . . . .	2515	2572	1	1	70	107	41	32	2627	2712	+ 3,2	2716	2966	+1256	+1514	792	841	
Juillet . . . . .	2813	2781	1	1	100	104	26	36	2940	2922	+ 0,6	5225	4649	+2509	+1683	1071	969	
Août . . . . .	2894	2322	2	2	95	70	23	46	3014	2440	- 19,0	6209	5705	+ 984	+1056	1151	542	
Septembre . . . . .	2402		1		71		70		2544			6266 <sup>4)</sup>		+ 53		729		
Année . . . . .	26087		491		938		1531		29047							6914		
Oct. ... mars . . .	11061	11308	483	772	453	332	1261	2000	13258	14412	+ 8,7			-4275	-5040	2061	2625	
Avril ... août . . .	12624	12286	7	15	414	431	200	251	13245	12983	- 2,0			+4474	+4483	4124	3527	

Mois	Répartition des fournitures dans le pays											Fournitures dans le pays y compris les pertes					
	Usages domestiques, artisanat et agriculture		Industrie en général		Electro-chimie métallurgie et -thermie		Chaudières électriques <sup>1)</sup>		Chemins de fer		Pertes et énergie de pompage <sup>2)</sup>		sans les chaudières et le pompage		Différence % <sup>3)</sup>	avec les chaudières et le pompage	
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68		1966/67	1967/68
	en millions de kWh																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre . . . . .	863	889	349	389	242	269	3	4	93	98	196	189	1720	1823	+ 6,0	1746	1838
Novembre . . . . .	924	944	366	406	289	312	3	3	108	111	192	196	1877	1962	+ 4,5	1882	1972
Décembre . . . . .	956	1028	364	388	295	292	5	2	139	121	203	196	1954	2021	+ 3,4	1962	2027
Janvier . . . . .	972	1031	384	401	298	286	6	5	122	130	194	214	1967	2056	+ 4,5	1976	2067
Février . . . . .	861	952	347	387	282	275	5	5	103	114	183	193	1773	1915	+ 8,0	1781	1926
Mars . . . . .	895	959	362	399	294	301	7	3	106	111	186	184	1839	1951	+ 6,1	1850	1957
Avril . . . . .	834	855	360	364	312	325	8	3	98	96	171	183	1772	1802	+ 1,7	1783	1826
Mai . . . . .	804	873	358	378	244	302	23	10	93	102	249	243	1689	1845	+ 9,2	1771	1908
Juin . . . . .	799	816	364	362	227	263	38	21	105	110	302	299	1690	1728	+ 2,2	1835	1871
Juillet . . . . .	753	818	335	358	235	271	42	37	103	119	401	350	1622	1754	+ 8,1	1869	1953
Août . . . . .	793	854	342	359	232	271	51	25	118	113	327 (123)	276 (105)	1689	1768	+ 4,7	1863	1898
Septembre . . . . .	840		366		258		29		105		217		1753			1815	
Année . . . . .	10294		4297		3208		220		1293		2821 (568)		21345			22133	
Oct. ... mars . . .	5471	5803	2172	2370	1700	1735	29	22	671	685	1154 (38)	1172 (37)	11130	11728	+ 5,4	11197	11787
Avril ... août . . .	3983	4216	1759	1821	1250	1432	162	96	517	540	1450 (497)	1351 (463)	8462	8897	+ 5,1	9121	9456

<sup>1)</sup> D'une puissance de 250 kW et plus et doublées d'une chaudière à combustible.

<sup>2)</sup> Les chiffres entre parenthèses représentent l'énergie employée au remplissage des bassins d'accumulation par pompage.

<sup>3)</sup> Colonne 15 par rapport à la colonne 14.

<sup>4)</sup> Capacité des réservoirs à fin septembre 1967: 6560 millions de kWh.

# Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie énergétique

Les chiffres ci-dessous concernent à la fois les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers et les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproducteurs).

Mois	Production et importation d'énergie										Accumulation d'énergie				Exportation d'énergie		Consommation totale du pays	
	Production hydraulique		Production thermique		Energie importée		Total production et importation		Différence par rapport à l'année précédente	Energie emmagasinée dans les bassins d'accumulation à la fin du mois		Variations mensuelles - vidange + remplissage						
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68		1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	
	en millions de kWh										en millions de kWh				%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Octobre . . . . .	2185	2290	41	47	172	266	2398	2603	+ 8,5	6291	6310	- 115	- 353	417	552	1981	2051	
Novembre . . . . .	1986	2039	98	152	254	432	2338	2623	+12,2	5600	5635	- 691	- 675	284	519	2054	2104	
Décembre . . . . .	1989	1999	185	199	256	487	2430	2685	+10,5	4792	4614	- 808	-1021	328	520	2102	2165	
Janvier . . . . .	2073	2115	158	236	262	364	2493	2715	+ 8,9	3751	3516	-1041	-1098	392	510	2101	2205	
Février . . . . .	1997	2055	107	191	216	226	2320	2472	+ 6,6	2677	2368	-1074	-1148	428	414	1892	2058	
Mars . . . . .	2170	2105	88	149	101	225	2359	2479	+ 5,1	1855	1297	- 822	-1071	376	377	1983	2102	
Avril . . . . .	2408	2352	31	38	56	94	2495	2484	- 0,4	947	1080	- 908	- 217	582	515	1913	1969	
Mai . . . . .	2630	2915	22	31	54	57	2706	3003	+11,0	1547	1531	+ 600	+ 451	700	895	2006	2108	
Juin . . . . .	2935	2987	27	22	41	40	3003	3049	+ 1,5	2902	3160	+1355	+1629	895	964	2108	2085	
Juillet . . . . .	3268	3192	24	25	26	45	3318	3262	- 1,7	5581	4945	+2679	+1785	1179	1094	2139	2168	
Août . . . . .	3322	2706	20	26	24	53	3366	2785	- 17,3	6607	6071	+1026	+1126	1258	671	2108	2114	
Septembre . . . . .	2767		22		70		2359			6663 <sup>2)</sup>		+ 56		808		2051		
Année . . . . .	29730		823		1532		32085							7647		24438		
Oct. ... mars . . . . .	12400	12603	677	974	1251	2000	14338	15577	+ 8,6			-4551	-5366	2225	2892	12113	12685	
Avril ... août . . . . .	14563	14152	124	142	201	289	14888	14583	- 2,0			+4752	+4774	4614	4139	10274	10444	

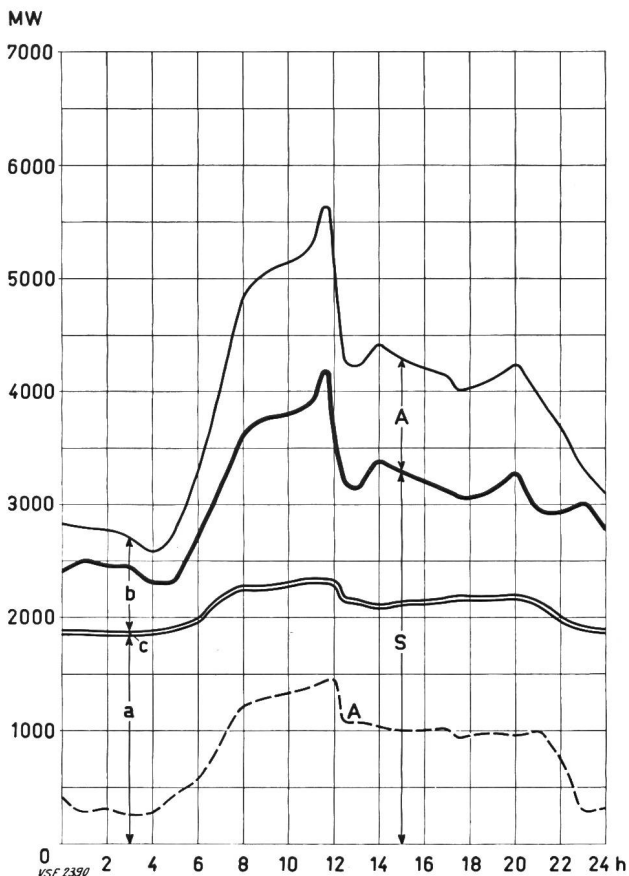
Mois	Répartition de la consommation totale du pays														Consommation du pays sans les chaudières et le pompage		Différence par rapport à l'année précédente
	Usages domestiques, artisanat et agriculture		Industrie en général		Electro-chimie, -métallurgie et -thermie		Chaudières électriques <sup>1)</sup>		Chemins de fer		Pertes		Energie de pompage				
	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	1966/67	1967/68	
	en millions de kWh														%		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre . . . . .	880	906	395	425	345	359	5	5	140	145	193	199	23	12	1953	2034	+ 4,1
Novembre . . . . .	941	960	418	444	329	330	4	4	148	149	211	210	3	7	2047	2093	+ 2,2
Décembre . . . . .	974	1047	415	421	319	310	6	3	162	166	222	214	4	4	2092	2158	+ 3,2
Janvier . . . . .	992	1052	421	439	308	303	6	6	157	169	213	230	4	6	2091	2193	+ 4,9
Février . . . . .	878	971	481	424	285	291	6	6	138	152	200	208	4	6	1882	2046	+ 8,7
Mars . . . . .	915	979	398	437	306	320	7	4	149	157	203	202	5	3	1971	2095	+ 6,3
Avril . . . . .	850	871	397	400	325	346	9	6	138	142	190	183	4	21	1900	1942	+ 2,2
Mai . . . . .	818	888	390	417	359	378	28	12	149	145	212	215	60	53	1918	2043	+ 6,5
Juin . . . . .	814	829	402	394	375	372	43	23	146	143	219	200	109	124	1956	1938	- 0,9
Juillet . . . . .	769	835	366	392	376	369	51	43	147	153	220	211	210	165	1878	1960	+ 4,4
Août . . . . .	810	873	369	392	366	371	64	27	145	148	229	194	125	109	1919	1978	+ 3,1
Septembre . . . . .	856		399		372		37		146		207		34		1980		
Année . . . . .	10497		4751		4065		266		1755		2619		585		25387		
Oct. ... mars . . . . .	5580	5915	2428	2590	1892	1913	34	28	894	938	1242	1263	43	38	12036	12619	+ 4,8
Avril ... août . . . . .	4061	4296	1924	1995	1801	1836	195	111	715	731	1070	1003	508	472	9571	9861	+ 3,0

<sup>1)</sup> D'une puissance de 250 kW et plus et doublées d'une chaudière à combustible.

<sup>2)</sup> Capacité des réservoirs à fin septembre 1967: 6950 millions de kWh.



# Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse



## 1. Puissance disponible le mercredi 21 août 1968

Usines au fil de l'eau, moyenne des apports naturels	2070
Usines à accumulation saisonnière, 95 % de la puissance maximum possible	5910
Usines thermiques, puissance installée	530
Excédent d'importation au moment de la pointe	—
<b>Total de la puissance disponible</b>	<b>8510</b>

## 2. Puissances maxima effectives du mercredi 21 août 1968

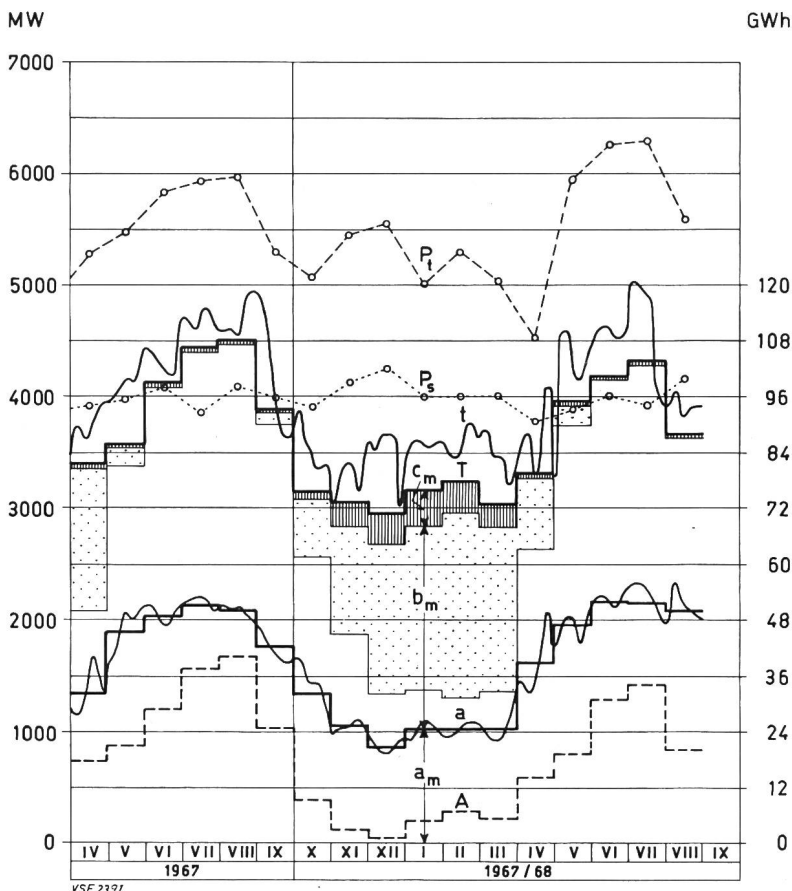
Fourniture totale	5590
Consommation du pays	4150
Excédent d'exportation	1450

## 3. Diagramme de charge du mercredi 21 août 1968 (voir figure ci-contre)

- a Usines au fil de l'eau (y compris usines à accumulation journalière et hebdomadaire)
- b Usines à accumulation saisonnière
- c Usines thermiques
- d Excédent d'importation (aucun)
- S + A Fourniture totale
- S Consommation du pays
- A Excédent d'exportation

## 4. Production et consommation

	Mercredi 21 août	Samedi 24 août	Dimanche 25 août
	GWh (millions de kWh)		
Usines au fil de l'eau	49,4	47,2	44,2
Usines à accumulation	43,4	31,2	18,8
Usines thermiques	0,9	0,7	0,6
Excédent d'importation	—	—	—
<b>Fourniture totale</b>	<b>93,7</b>	<b>79,1</b>	<b>63,3</b>
<b>Consommation du pays</b>	<b>73,9</b>	<b>62,1</b>	<b>49,3</b>
<b>Excédent d'exportation</b>	<b>19,8</b>	<b>17,0</b>	<b>14,3</b>



## 1. Production des mercredis

- a Usines au fil de l'eau
- t Production totale et excédent d'importation

## 2. Moyenne journalière de la production mensuelle

- a<sub>m</sub> Usines au fil de l'eau
- b<sub>m</sub> Usines à accumulation, partie pointillée, provenant d'accumulation saisonnière
- c<sub>m</sub> Production des usines thermiques
- d<sub>m</sub> Excédent d'importation (aucun)

## 3. Moyenne journalière de la consommation mensuelle

- T Fourniture totale
- A Excédent d'exportation
- T—A Consommation du pays

## 4. Puissances maxima le troisième mercredi de chaque mois

- P<sub>s</sub> Consommation du pays
- P<sub>t</sub> Charge totale

Rédaction des «Pages de PUCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'électricité, Bahnhofplatz 3, Zurich 1; adresse postale: Case postale 8023 Zurich; téléphone (051) 27 51 91; compte de chèques postaux 80 - 4355; adresse télégraphique: Electrunion Zurich. Rédacteur: A. Ebener, ingénieur.

Des tirés à part de ces pages sont en vente au secrétariat de l'UCS, au numéro ou à l'abonnement.