

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 47 (1956)  
**Heft:** 4

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

#### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

#### **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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

#### **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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 15.01.2026

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

# Production et distribution d'énergie

## Les pages de l'UCS

### Etude du rôle que la production hydraulique sera amenée à jouer à l'avenir dans le diagramme de charge du fait de l'épuisement progressif des ressources hydrauliques<sup>1)</sup>

par Ch. Aeschimann, Olten

621.311.21 : 621.311.153.001.1

*L'épuisement progressif des ressources hydrauliques d'une région pose des problèmes importants. Il faut alors équiper les chutes encore disponibles de façon à ce que l'ensemble des forces hydrauliques puisse être utilisé aussi rentablement que possible non seulement dans un proche avenir mais aussi à longue échéance.*

*La question a été tout d'abord étudiée du point de vue de la Suisse, et les résultats conduiraient à modifier quelque peu les tendances actuelles en diminuant les accumulations saisonnières à l'avantage d'une plus forte production d'été. Par ailleurs, il semblerait opportun de prévoir pour les usines à accumulation un équipement plus poussé et de créer partout où cela est possible des bassins de compensation journaliers afin de tenir compte de l'affinement probable du diagramme de charge. Lorsque les forces hydrauliques seront toutes mises en valeur, les centrales thermiques ou nucléaires devront faire l'appoint. Les échanges d'énergie avec les pays voisins continueront à jouer un certain rôle, mais les opinions sont partagées au sujet d'un grand développement de ces échanges. Pour illustrer l'évolution possible, on a tenté d'analyser la structure des diagrammes de charge d'un jour ouvrable d'hiver et d'été quand la consommation aura approximativement triplé par rapport à aujourd'hui. Le fil de l'eau serait vraisemblablement au bas du diagramme, l'accumulation ferait les pointes, tandis que l'appoint thermique se placerait entre les deux.*

*Quelques observations reçues de pays limitrophes de la Suisse semblent confirmer des vues très semblables en France et en Italie, où le problème de la couverture de la pointe de charge prédomine. On cherche à y améliorer l'utilisation des centrales hydrauliques en créant des bassins d'accumulation et en mettant en service — en France — des groupes de turbines à gaz légères et des groupes thermiques anciens; en Italie, la production avec du gaz naturel se développe rapidement et forme la base du diagramme de charge tandis que la pointe est réservée à l'hydraulique.*

*L'Autriche possède encore de grandes réserves hydrauliques inexploitées, ce qui lui permettra de disposer d'énergie à bon marché pour des échanges avec l'étranger, tandis qu'en Allemagne occidentale la production hydraulique est relativement faible par rapport à la production totale et peut être absorbée complètement par les réseaux; les accumulations, le pompage et les échanges avec l'étranger servent alors à régulariser la charge de la production thermique.*

#### Introduction

Ce sujet, proposé par le Comité d'Etudes de la Production hydraulique, pouvait faire présager un rapport long et détaillé, à la mesure de l'importance économique de la question. En effet, si nous pouvions connaître, avec quelque certitude, les caractéristiques de la production qui sera demandée pen-

<sup>1)</sup> Rapport général du Comité d'études de la production hydraulique, n° II. 1, Congrès de Londres 1955 de l'UNIPEDA.

*Der zunehmende Ausbau der Wasserkräfte eines bestimmten Gebietes stellt wichtige Probleme. Die noch verfügbaren Wasserkräfte sind so auszubauen, dass die Gesamtheit aller Wasserkräfte nicht nur in der nächsten Zukunft, sondern auch auf weite Sicht möglichst wirtschaftlich ausgenützt werden kann.*

*Die im vorliegenden Bericht durchgeführte Untersuchung ergibt, dass vom schweizerischen Standpunkt aus, im Gegensatz zur gegenwärtigen Tendenz, der Ausbau von Winterspeichern eher etwas gedrosselt werden sollte zugunsten einer grösseren Erzeugung von Sommerenergie. Ferner scheint es zweckmässig, die Speicherwerke mit noch grösserer Maschinenleistung auszurüsten und überall da, wo dies möglich ist, Tagesausgleichbecken zu erstellen, um der zu erwartenden Entwicklung der Belastungsdiagramme Rechnung zu tragen. Sobald einmal alle Wasserkräfte ausgebaut sind, werden thermische Kraftwerke oder Atomkraftwerke die zusätzlich benötigte Energie liefern müssen. Der Energieaustausch mit den Nachbarländern wird weiterhin eine gewisse Rolle spielen. Die Meinungen sind jedoch geteilt in Bezug auf eine weitere Zunahme dieser Energietransporte über die Landesgrenzen. Um die zu erwartende mögliche Entwicklung darzustellen, wurde im vorliegenden Bericht versucht, für einen angenommenen Endzustand mit gegenüber heute verdreifachtem Energieabsatz für einen Sommer- und einen Winter-Werktag das Gesamibelastungsdiagramm aufzustellen und dieses in seine Komponenten zu zerlegen. Die Laufkraftwerke werden voraussichtlich die Grundlast und die Speicherwerke die Spitzen übernehmen, während die thermischen Werke für den dazwischen liegenden Teil aufkommen.*

*Aus Informationen, die der Verfasser aus Nachbarländern erhalten hat, geht hervor, dass in Frankreich und Italien, wo die Spitzendeckung das Hauptproblem ist, ähnliche Ansichten vertreten werden, wie sie vorstehend für die Schweiz dargelegt worden sind. Man versucht in Frankreich und Italien, die Ausnutzung der Wasserkraftwerke durch Schaffung von Speicherbecken zu verbessern. In Frankreich werden daneben leichte Gasturbinengruppen und alte Dampfturbinengruppen benutzt. In Italien entwickelt sich die Elektrizitätsproduktion auf der Basis von Erdgas sehr rasch und übernimmt die Grundlast, während die Spitzendeckung hydraulisch erfolgt.*

*Österreich besitzt noch grosse, bisher nicht ausgenützte Wasserkräfte und verfügt damit über billige Energie für den Austausch mit dem Ausland. In Westdeutschland dagegen ist die Erzeugung der Wasserkraftwerke verhältnismässig klein gegenüber dem Gesamtbedarf und kann daher vom Inlandnetz ohne weiteres voll aufgenommen werden. Die hydraulischen Speicher- und Pumpkraftwerke und der Energieaustausch mit dem Ausland werden benutzt, um die Belastung der thermischen Kraftwerke möglichst konstant zu halten.*

dant les prochaines décennies aux centrales hydrauliques que nous nous préparons à réaliser, il est probable que cette connaissance modifierait notre conception de l'équipement des usines et des réseaux de transport, en évitant bien des investissements de valeur pas assez durable.

D'une manière assez générale, les projets sont établis sur la base des besoins actuels en puissance, degré de régularisation et possibilités d'accumula-

tion, avec de très timides essais d'anticipation. Ceci pourrait paraître bien illogique pour des constructions dont l'amortissement est étalé sur des durées de 40 à 80 ans. Mais, d'autre part, qui pourrait se vanter de prévoir assez sûrement l'avenir pour imposer d'autres solutions, solutions que l'opinion publique, prompte à juger, ne manquerait pas de condamner si elles ne se justifiaient pas dans des délais pourtant insignifiants par rapport à la durée de telles installations?

L'énergie nucléaire est un exemple très actuel d'un facteur nouveau capable de bouleverser subitement les pronostics les plus soigneusement établis dans le domaine qui nous intéresse. Devant les possibilités qu'elle fait entrevoir, chacun s'interroge, mais n'ose guère prononcer des conclusions que d'un jour à l'autre de nouvelles découvertes pourraient démentir.

Ces quelques remarques en guise d'introduction expliquent, croyons-nous, qu'un sujet d'un intérêt éminent n'ait pas provoqué des communications plus abondantes et plus précises que celles que nous avons pour tâche de relater dans ce rapport. Celui-ci n'a donc d'autre prétention que de provoquer une discussion dont le compte rendu permettra, espérons-le, de dégager certains courants d'opinion.

Au risque de nous engager imprudemment, nous avons essayé de formuler tout d'abord une opinion du point de vue de la Suisse. Malgré le rôle modeste de ce pays, cela peut se justifier par sa position centrale en Europe, qui le met en contact direct avec des régions variées, et aussi par le fait d'une position nettement définie de producteur d'énergie d'origine purement hydraulique. Une enquête — il est vrai relativement restreinte — montre ensuite que, dans les grandes nations voisines, la manière de voir peut être un peu différente sur certains points.

## I. Quelques perspectives du point de vue de la Suisse

### L'épuisement progressif des ressources hydrauliques

Une première question se pose au sujet de la limite des ressources hydrauliques. Est-elle dès maintenant assez bien définie, ou peut-on s'attendre à ce qu'elle soit presque indéfiniment repoussée par suite du progrès technique et de l'augmentation des prix du marché de l'énergie qui déterminent la limite économique des aménagements réalisables?

Il est téméraire de préjuger des progrès techniques, mais il n'est pas illogique de penser que, se manifestant dans tous les domaines de la construction, ils ne déplaceront pas très sensiblement les niveaux concurrentiels entre les sources d'énergie déjà bien connues, hydrauliques et thermiques classiques. De très rapides progrès dans la technique de l'énergie nucléaire ne pourraient qu'abaisser la

limite économique des aménagements hydrauliques. D'autre part, il faudrait des inventions révolutionnaires dans les domaines du percement des galeries souterraines ou de la construction des barrages pour rendre économiques des projets aujourd'hui absolument prohibitifs.

L'augmentation des prix du marché, abstraction faite de l'influence encore difficilement appréciable de l'énergie nucléaire, paraît probable à longue échéance, pour des raisons sur lesquelles il n'est pas nécessaire d'insister: demande croissante d'énergie, prix de revient croissant de l'extraction du charbon, augmentation constante du coût des installations nouvelles, etc.

En Suisse, le potentiel hydraulique économiquement utilisable est estimé aujourd'hui à environ 30 milliards de kWh par an. A notre connaissance, les projets non considérés dans ce calcul — parce que manifestement trop coûteux — ne concernent pas des aménagements de très grande envergure. D'où nous croyons pouvoir conclure, sous réserve d'une révolution technique à priori toujours possible, que la limite mentionnée de 30 milliards de kWh pourra être reculée peut-être de quelques autres milliards avec les progrès de la technique des barrages, du percement des galeries ou de l'étanchéisation des terrains perméables, et si les prix du marché augmentent, mais pas dans une très grande proportion.

### La production actuelle d'énergie électrique en Suisse

La productibilité en année moyenne correspondant à l'équipement de 1954 atteint 14 milliards de kWh par an, dont 8,8 milliards de kWh par an dans les usines au fil de l'eau (avec et sans éclusée) et 5,2 milliards de kWh par an dans les usines à accumulation saisonnière.

Les centrales d'éclusée proprement dites ne jouent pas un très grand rôle en Suisse, du fait que les moyennes et hautes chutes sont généralement précédées d'un bassin d'accumulation saisonnier, et que les usines à basse chute se trouvent sur des cours d'eau pas propices au régime d'éclusées. Dans les chiffres qui viennent d'être indiqués, la production au fil de l'eau permet d'atteindre — en certains mois d'été toute la journée, à d'autres époques de nuit et les dimanches seulement — une puissance dépassant le diagramme de consommation pour les usages normaux de l'énergie. On a cherché à utiliser l'énergie excédentaire livrable à bas prix en développant l'usage des chauffe-eau à accumulation, les chaudières électriques produisant de la vapeur industrielle, le pompage et l'exportation de courant.

Les excédents en question ne varient pas seulement suivant l'heure et l'époque de l'année; naturellement, les quantités disponibles diffèrent aussi très sensiblement d'une année sèche à une année

humide, puisque la production au fil de l'eau peut varier d'un cas à l'autre de près de 30 %.

### Evolution de la valeur relative des différentes qualités d'énergie hydraulique

Même en admettant un instant que la proportion d'énergie non régularisée et d'énergie accumulée reste inchangée à l'avenir, il est clair que le développement de la consommation à partir du moment où toutes les chutes seront aménagées réduira progressivement la part d'énergie qualifiée d'excédentaire. Déjà avant que ce stade soit atteint, par une anticipation prudente, les entreprises freineront les applications à bas prix. Par un raisonnement d'actualisation plus ou moins conscient, on attachera progressivement une plus grande valeur à l'énergie au fil de l'eau, dans la mesure où les chances se rapprocheront qu'elle soit entièrement utilisable pour des applications normalement payantes.

Cette évolution sera accélérée par le fait que, des aménagements hydrauliques restant à réaliser, la plus grande partie concerne des sites propices à l'accumulation saisonnière. Alors qu'actuellement 63 % de l'énergie produite en Suisse provient d'usines au fil de l'eau et 37 % d'usines à accumulation, cette proportion tombe à 44 % contre 56 % pour les 30 milliards de kWh annuels de productibilité possible mentionnés plus haut.

Dans la mesure où les centrales n'auront plus d'intérêt à développer les applications mineures de l'énergie — c'est-à-dire celles qui ne supportent qu'un prix spécialement bas —, le diagramme de charge, que l'on s'est efforcé jusqu'ici de régulariser autant que possible, aura une tendance à reprendre sa forme naturelle avec des pointes accentuées; *la durée d'utilisation diminuera, ce qui tendrait à prévoir un équipement en puissance plus poussé.*

On peut résumer ce qui vient d'être dit en constatant simplement que les entreprises n'auront plus le même intérêt à une durée d'utilisation aussi forte que possible, dès qu'elles seront assurées de l'emploi total de l'énergie inconstante des centrales au fil de l'eau.

Naturellement, l'évolution esquissée ne sera pas aussi schématique, par suite d'influences réciproques. Si l'énergie non régularisée augmente de valeur, l'intérêt des accumulations faiblit un peu. On aura tendance à faire moins de sacrifices en vue d'une régularisation saisonnière la plus complète possible, et l'optimum économique d'un projet se déplacera vraisemblablement dans la direction d'une production d'été un peu moins restreinte et d'une durée virtuelle d'utilisation de la puissance installée un peu plus longue.

On ne renoncera pas, néanmoins, à créer aussi souvent que le terrain s'y prête des bassins de compensation, qui non seulement permettent de concentrer journellement la production sur les heures de forte demande, mais donnent à l'exploitation des

usines en cascade en particulier et des usines interconnectées en général une souplesse d'exploitation très précieuse. La dépense causée par ces bassins de compensation journaliers ou hebdomadaires est relativement faible et rapidement amortissable. Leur rôle, de même que celui des accumulations saisonnières, restera plus utile que ne le laisseraient prévoir les considérations théoriques précédentes, parce que nous n'avons pas tenu compte jusqu'ici du régime des centrales qui devront fournir l'énergie d'appoint lorsque les ressources hydrauliques seront épuisées. Qu'il s'agisse de centrales thermiques classiques ou nucléaires, leur économie aussi bien que les sujétions d'exploitation exigeront — pour elles aussi — une utilisation d'une certaine durée et des programmes de charge d'une certaine continuité.

### Appel à la production thermique

La Suisse ne dispose pratiquement pas de combustibles indigènes, charbon, huile lourde, gaz naturel, et pas davantage d'uranium ou autres éléments fissiles — que l'on peut par extension assimiler aux combustibles ordinaires, aussi longtemps que l'énergie nucléaire ne pourra être transformée en énergie électrique que par l'intermédiaire de la chaleur utilisée dans des centrales thermiques. Dans tous les cas, il est donc nécessaire d'importer l'agent énergétique qui devra suppléer aux forces hydrauliques.

Pour les combustibles ordinaires, les frais de transport à longue distance et de manutention grèveront en Suisse plus fortement qu'ailleurs le prix du kWh. Pour la production par fission nucléaire, les quantités de matière active telle que l'uranium sont relativement si faibles que le transport n'est plus un facteur appréciable. On peut en conclure que, dès que la technique de l'énergie nucléaire sera suffisamment au point pour entrer économiquement en compétition avec la production thermo-électrique classique, la concurrence se manifestera en premier lieu dans des pays comme la Suisse. Ceci naturellement n'est valable qu'en dehors de toutes considérations politiques, de sécurité militaire et de contingentement possible de l'uranium, qui pourraient naturellement changer beaucoup l'aspect de la question.

Quelles que soient les perspectives plus ou moins prochaines de l'utilisation économique de réacteurs nucléaires, on admet actuellement qu'ils devront être utilisés sous un régime continu et assez constant. L'exploitation économique des grandes centrales thermiques modernes avec leurs puissantes unités repose sur le même postulat. Sous ce rapport il n'y a donc pas de différences, et il faut admettre pour le moment que l'énergie d'appoint dont la Suisse aura progressivement besoin au fur et à mesure que la consommation augmentera au-delà de la force hydraulique disponible devra se placer à la base du diagramme. C'est évidemment

le contraire qui serait désirable puisque, pour utiliser au mieux la production hydraulique variable non seulement d'une saison mais d'une année à l'autre sans prévoir des possibilités d'accumulation surdimensionnées, il serait opportun de manœuvrer avec la production thermique.

La question du régime futur des centrales thermiques changera peut-être d'aspect, et des pronostics définitifs sont bien risqués. Dans quelle mesure la réduction de la consommation spécifique de combustible est préférable à une économie de capitaux investis, cela dépend essentiellement du loyer de l'argent. En Suisse, on peut financer actuellement des grands barrages et les galeries qui les alimentent par des emprunts à 3 %<sup>2)</sup>. Si ce taux venait à se relever sensiblement, l'équilibre serait considérablement déplacé et l'intérêt pour des groupes thermiques à moindre rendement mais mieux appropriés à un régime intermittent augmenterait. On peut accumuler, sans pertes appréciables, du charbon ou de l'huile lourde à moins grands frais que l'eau des rivières; par contre on arrête et remet plus facilement en service une turbine hydraulique qu'une turbine à vapeur. Est-il plus coûteux de gaspiller de l'énergie sous forme de charbon mal brûlé ou sous forme de déversements de cours d'eau insuffisamment régularisés? Les rapports entre ces divers facteurs sont encore susceptibles d'évoluer.

#### Echanges internationaux d'énergie hydraulique

Avant de tenter de combiner dans un futur diagramme de charge probable la production hydraulique au fil de l'eau et à accumulation, la production thermique et éventuellement l'énergie nucléaire, il faut examiner encore les possibilités d'échanges internationaux d'énergie hydraulique.

Théoriquement, on peut imaginer qu'après épuisement des ressources hydrauliques indigènes, la Suisse pourrait faire appel à l'énergie hydraulique de pays relativement mieux dotés par rapport à leur consommation actuelle, tels que l'Autriche, la Yougoslavie, voire les Pays Scandinaves; ou que des échanges de grande envergure d'énergie hydraulique d'une certaine qualité contre de l'énergie thermique d'une autre qualité aient lieu. Nous ne croyons pas toutefois à un très grand développement de tels mouvements d'énergie pour de fortes quantités et sur de longues distances.

En effet, jusqu'à l'époque de l'utilisation complète des ressources hydrauliques de la Suisse, les pays précités auront également fortement développé leur propre consommation; les excédents exportables seront relativement moins importants et disponibles pour de moins longues durées. L'établissement d'installations de transport coûteuses sera plutôt moins justifié qu'actuellement. Les frais de transport — y compris les pertes — atteignent,

<sup>2)</sup> Au moment de la rédaction du rapport, au printemps 1955; aujourd'hui 3 1/4 %.

pour des distances de quelques centaines de km, l'ordre de grandeur des écarts de prix qui peuvent se manifester entre l'énergie hydraulique et l'énergie thermique. Il faut considérer que, dans la mesure où de tels échanges sont amorcés, ces écarts ont une tendance naturelle à se réduire; l'arbitrage des prix a pour effet de limiter plutôt les échanges que de leur permettre de se développer indéfiniment. M. Ailleret a d'ailleurs montré dans différentes études avec toute la clarté désirable les raisons qui limitent l'ampleur des échanges internationaux d'énergie, au sujet desquels on se fait parfois des illusions.

Ajoutons que le seul mobile de ménager prudemment les réserves limitées de combustibles n'est pas assez puissant pour faire donner à n'importe quel prix la préséance à l'énergie hydraulique. Malgré la menace que le charbon ou le pétrole soient épuisés dans un avenir plus ou moins proche, ne continue-t-on pas à utiliser, par exemple, des automobiles ou des avions brûlant deux fois plus de carburant qu'il ne serait strictement rationnel? Ceci montre qu'en général seules les considérations économiques du moment ont une influence décisive sur le choix des agents énergétiques, et que les préoccupations à très long terme restent du domaine de la théorie.

#### Place des différentes sources d'énergie dans le futur diagramme de charge

Sans spéculer sur l'évolution des différentes techniques, donc dans l'optique actuelle, essayons de coordonner les différents moyens de production pour couvrir le diagramme de charge futur de la Suisse — tel qu'il se présenterait lorsque les besoins annuels d'énergie auraient passé, par exemple, des 14 milliards de kWh actuels à 40 milliards de kWh. Nous considérons successivement un jour ouvrable d'hiver (fig. 1a) et un jour ouvrable d'été (fig. 1b). Ces diagrammes sont obtenus à partir des diagrammes actuels, par un changement d'échelle, après avoir déduit les catégories de consommation qui ne sont plus susceptibles de se développer dès que les excédents d'énergie hydraulique inconstante auront disparu. Il s'agit de fournitures aux chaudières électriques, d'autres fournitures à très bas prix à des industries saisonnières et d'une partie de l'exportation.

Un long commentaire n'est pas nécessaire. Il est indiqué de laisser la production des usines au fil de l'eau à la base, pour qu'elle soit consommée en toutes circonstances. La production des centrales thermiques ou nucléaires devrait lui faire suite, étant donné la condition d'un régime aussi régulier que possible, et l'énergie des centrales à accumulation devrait normalement se placer au haut du diagramme, puisqu'elle est réglable à volonté.

Cette disposition est certainement logique, si on ne considère qu'un diagramme journalier.

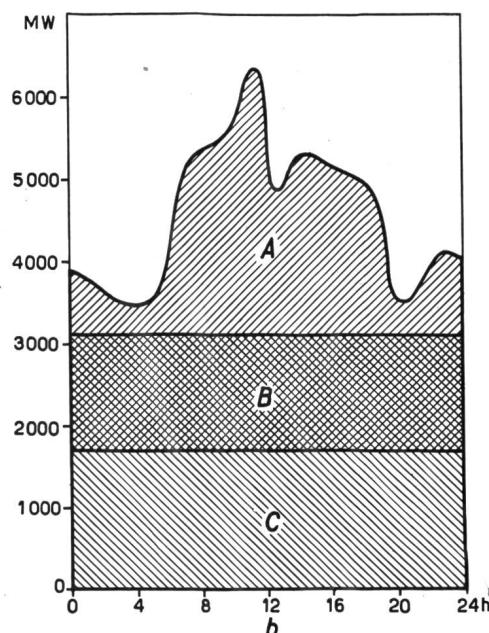
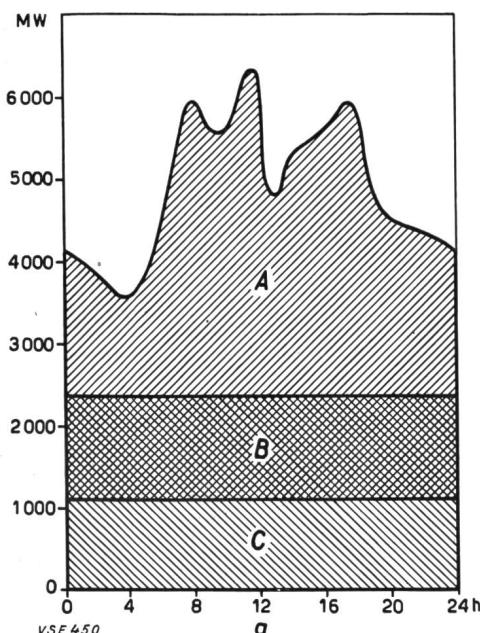
Quand on examine toute la succession des diagrammes journaliers — le diagramme annuel en somme —, on est amené à des dispositions moins sommaires. L'énergie accumulée représente une quantité bien déterminée qui devrait être entière-

Cette conclusion ne fait d'ailleurs que confirmer l'évolution probable esquissée plus haut, à la vue d'un déplacement de la demande et de la valeur marchande des différentes qualités d'énergie hydraulique.

Fig. 1

**Diagramme de charge journalier probable des entreprises suisses d'électricité lorsque les besoins d'énergie auront atteint 40 milliards de kWh par an.**

- a jour ouvrable d'hiver
- b Jour ouvrable d'été
- A production des usines à accumulation
- B production d'énergie d'appoint dans les usines thermiques ou nucléaires
- C production des usines au fil de l'eau



ment utilisée — à une réserve de sécurité près — au début de la fonte des neiges. En vue de ce résultat, elle a donc le pas sur la production thermique, non d'une heure à l'autre, mais disons d'une semaine ou d'un mois à l'autre. Si l'on veut éviter de moduler au cours des saisons la charge des centrales thermiques ou nucléaires, il faudra tendre vers un rapport bien déterminé entre la productibilité d'énergie au fil de l'eau et celle d'énergie accumulée. Tant qu'il reste des chutes à équiper, les corrections nécessaires s'obtiennent par une adaptation plus ou moins précise des programmes de mise en chantier des centrales de l'une ou l'autre catégorie.

Mais il est temps d'avoir en vue l'époque à laquelle toutes les chutes seront utilisées. Dès lors, le dosage d'énergie accumulée et d'énergie au fil de l'eau ne dépendra plus que des dimensions adoptées pour les accumulations. Les diagrammes de la figure 1, basés sur les projets actuels, montrent que la production hydraulique d'été devrait être un peu augmentée aux dépens de celle d'hiver, si l'on veut éviter le résultat paradoxal — pour un pays comme la Suisse — d'une production (ou importation) thermique plus forte en été qu'en hiver. Bien entendu, les extrapolations que nous avons faites sont trop approximatives pour permettre des conclusions chiffrées. Mais elles indiquent une tendance à suivre: *on devrait, semble-t-il, retoucher les projets de centrales avec bassins d'accumulations annuelles qui restent à exécuter dans le sens d'une réduction du volume des accumulations au profit d'une production un peu plus élevée d'énergie régularisée d'été.*

## Questions du réglage et du transport

Par la place qui leur est attribuée dans le diagramme de charge, les centrales à accumulation sont tout naturellement appelées à assumer le réglage de la fréquence. A cet égard aussi, il est donc souhaitable de prévoir pour elles une production d'été appréciable, de façon à utiliser à toute époque la puissance concentrée de telles grandes centrales pour ce réglage. Des installations avec une accumulation trop poussée, dont toute la production est concentrée sur l'hiver, ne conviennent donc pas particulièrement aux nécessités de l'exploitation. Leurs puissantes machines sont alors immobilisées pendant presque tout un semestre, alors qu'à toute époque elles devraient pouvoir être disponibles pour couvrir les pointes de charge; il y a également un grand intérêt à assurer une durée d'utilisation aussi élevée que possible aux lignes qui collecteront la production hydraulique du massif alpin pour l'amener vers les centres de consommation, car ces installations sont relativement coûteuses à cause de la topographie difficile des lieux. Dans les vallées étroites et les quelques cols praticables, il faut, pour des raisons techniques et de protection des sites, prévoir un minimum de lignes à forte capacité de transport. Les plus importantes doivent être établies en vue d'une tension future de 400 kV, pour le cas où, même avec l'emploi de conducteurs en faisceaux, celle de 225 kV ne suffirait plus. Pour utiliser au mieux cette dernière et ne pas augmenter les pertes d'une énergie de haute valeur, on évitera autant que possible pendant les heures de pleine charge un transport de puissance réactive. Pour produire celle qu'absorbent les lignes, les postes de

transformation et les consommateurs, on multipliera avec profit, aux noeuds ou aux extrémités du réseau, les compensateurs synchrones et les batteries de condensateurs en parallèle ou en série.

### Conclusion

Il est difficile de récapituler les réflexions qui précèdent. A dessein, nous avons évité de les ordonner sous une forme schématique, qui pourrait ressembler à la démonstration d'une thèse préconçue. Des divers aspects du problème semblent se dégager pourtant quelques tendances probables. D'une part, augmentation de la valeur relative de l'énergie d'été, d'où moindre intérêt économique de concentrer toute la production des nouvelles centrales sur le semestre d'hiver; accumulation saisonnière moins poussée et durée annuelle d'utilisation des usines à accumulation augmentée par la *production d'énergie de jour d'été*.

D'autre part, moins d'énergie d'excédent à très bas prix pour les applications remplissant les creux du diagramme de charge, donc pointes plus accentuées; pour les couvrir, nécessité d'un *équipement en puissance plus poussé* et réduction correspondante de la durée virtuelle d'utilisation des centrales à accumulation.

Autrement dit, cette durée, qui pourrait être par exemple aujourd'hui de 1800 h essentiellement pour le semestre d'hiver, se réduira peut-être pour des projets futurs à 1600 h ou même moins, auxquelles s'ajouteraient par contre 600 h de production d'été.

Bien entendu, l'équipement optimum de chaque cours d'eau est toujours un cas d'espèce, qui ne peut être résolu par une règle générale. On continuera à profiter autant que possible des sites d'accumulation les plus favorables, quitte à accroître artificiellement leurs bassins d'alimentation. Dans des cas moins particulièrement avantageux, il vaudra mieux se contenter de barrages plus réduits — sans oublier qu'ils croissent par la base! —, et ne pas détourner au prix de trop longues galeries des eaux qui pourraient produire ailleurs et à meilleur compte de l'énergie d'été fort utile aussi. Il sera prudent également de ne pas prévoir des pompes de trop longue durée à part les cas dictés par les conditions topographiques, puisque l'énergie nécessaire a des chances de trouver avec le temps, sauf pendant de courtes périodes, un emploi plus rentable.

## II. Quelques observations en provenance des pays limitrophes de la Suisse

Le cas de la Suisse constitue la base de ce rapport, en l'absence de rapports détaillés sur d'autres pays plus importants. Il n'a d'autre prétention que de provoquer une discussion plus générale. Pourtant, quelques aimables collègues ont bien voulu

nous faire part de leur première réaction à l'égard des réflexions qui précédent.

### France

On y semble encore davantage préoccupé par le développement probable des pointes de charge, pour la couverture desquelles quatre moyens de production peuvent être mis à contribution: usines de pompage journalier, thermiques de pointe, éclusées, lacs saisonniers.

La première solution n'est justifiée qu'en présence de courant de nuit très bon marché, cas qui paraît improbable au fur et à mesure de l'augmentation de la consommation.

L'emploi de groupes thermiques anciens seulement aux heures de pointe est un palliatif possible, mais ne représente guère une solution définitive.

Au premier plan restent donc les éclusées et les accumulations saisonnières; il est difficile, toutefois, de dire à l'avance et d'une manière générale, laquelle des deux formules se développera davantage. La tendance d'une accumulation purement hivernale moins poussée paraît vraisemblable.

Les échanges internationaux d'énergie de lac sous forme de puissance de pointe — pour profiter des possibilités si comptées de grandes retenues saisonnières — contre de l'énergie thermique en bandes régulières, sauf en pointe naturellement, pourraient être intéressants s'ils sont réalisables non par des transports à longue distance mais par des glissements d'énergie entre régions contiguës.

En résumé, le problème de la pointe risque de dominer toutes les préoccupations, mais, pour la couvrir, les possibilités de concurrence entre les centrales à accumulation journalière — éventuellement avec pompage —, les retenues saisonnières, les vieux groupes thermiques, les turbines à gaz légères et peut-être même les réacteurs nucléaires de l'avenir paraissent si serrées que des pronostics sont très difficiles.

Dans un autre ordre d'idées, une comparaison entre la France et la Suisse donne lieu à une remarque très intéressante:

Certaines considérations du chapitre I sont basées sur une notion de prix du marché de l'énergie électrique qui devient presque dépourvue de sens dans les pays où le service de l'électricité est uniformément nationalisé. Tout au plus pourrait-on concevoir dans ce cas un certain marché international, dans la mesure relativement modeste des échanges d'énergie de pays à pays. Nous nous permettons à ce propos la remarque que c'est un avantage de la décentralisation que de faciliter, par le jeu d'une certaine concurrence commerciale ou intellectuelle, l'approche de problèmes industriels dont il est difficile de déterminer à priori la solution optimum.

### Italie

Les opinions exprimées au sujet de la Suisse correspondent pleinement, nous dit-on, au point de vue de l'Italie. Les ressources hydrauliques économiquement exploitables de ce pays sont estimées à 50 milliards de kWh, et la production hydro-électrique annuelle atteint actuellement 30 milliards de kWh. Trois cinquièmes des disponibilités sont donc déjà utilisés, proportion un peu supérieure à celle de la Suisse. Mais l'Italie produit déjà 6 milliards de kWh par voie thermique, et cette part s'accroît depuis quelques années, surtout du fait de l'utilisation des gaz naturels, plus rapidement que la production hydraulique. L'épuisement relativement prochain des forces hydrauliques encore aménageables conduit à réserver à la production thermique la couverture de la base du diagramme de charge et de confier à l'hydraulique celle de la pointe. Cependant, il s'agit d'une question non seulement de qualité mais aussi de quantité, si l'on veut utiliser au maximum les ressources du pays. Il faut donc continuer à créer autant que possible des bassins d'accumulation saisonnière, hebdomadaire et journalière, en cherchant à absorber la plus grande proportion possible des débits qui se présentent.

Le développement de la construction et de l'exploitation des usines électriques en Italie au cours des dernières années démontre avec évidence les tendances dont il vient d'être parlé. De 1951 à 1954, la part des centrales thermiques a crû de 13 % à 17 % en puissance installée et de 10 % à 17 % en quantité d'énergie produite, ce qui dénote un accroissement de leur durée d'utilisation. L'énergie accumulable représentait 12 % de la production hydraulique en 1947, 13 % en 1951, 14,5 % en 1954.

### Autriche

L'Autriche est dans la situation favorable d'avoir devant elle des ressources hydrauliques encore disponibles relativement plus importantes que les trois pays dont il vient d'être question. La production économiquement possible est estimée à 40 milliards de kWh, dont 30 d'énergie au fil de l'eau (18 en été, 12 en hiver) et 10 milliards de kWh d'énergie accumulable (3 en été, 7 en hiver). La capacité totale des bassins d'accumulation existants et prévus est de 6 milliards de kWh. Les possibilités de retenue des centrales en cascade exploitées par éclusées sont évaluées à 5 % de la productivité des usines au fil de l'eau.

La production effective en 1954 a atteint 9,8 milliards de kWh, dont 4,8 au fil de l'eau, 2,4 d'énergie accumulée et 2,6 des centrales thermiques.

Dans le stade encore éloigné de l'épuisement des ressources hydrauliques, la situation se présente en Autriche un peu différemment. On y prévoit une période pendant laquelle les excédents inutilisés — surtout en heures creuses d'été — vont augmenter,

d'où la nécessité de trouver des preneurs d'énergie inconstante à bon marché et de développer le pompage. Jusqu'à présent, la durée d'utilisation de la pointe maximum est en augmentation.

Ces circonstances expliquent en partie une manière de voir différente de celles de la Suisse ou de la France au sujet des échanges massifs d'énergie à grande distance. En Autriche, on prévoit que les pays à production essentiellement thermique fourniront l'appoint d'énergie d'hiver nécessaire aux pays à production hydraulique et recevront de ces derniers, en retour, de l'énergie d'été. Dans le même sens, on échangera de l'énergie de jour contre de l'énergie de nuit et de l'énergie en ruban contre de la puissance de pointe. L'Autriche a déjà fait dans une large mesure usage de telles possibilités d'échanges internationaux; les expériences ont été satisfaisantes, particulièrement pendant les derniers mois de l'hiver 1954/1955. Toutefois, elle partage l'opinion que des fournitures occasionnelles ne justifient pas en général la construction de nouvelles lignes importantes, et qu'il faut avant tout utiliser autant que possible les liaisons déjà existantes.

L'Autriche possède, outre ses abondantes forces hydrauliques, des gisements de lignite, de houille et de gaz naturel, ce qui constitue une base intéressante pour le développement de ses centrales thermiques. Des études approfondies récentes ont confirmé que l'exploitation la plus économique est de couvrir la tranche journalière constante du diagramme par les centrales au fil de l'eau et thermiques, et de produire le reste dans des usines à accumulation. Cela conduirait actuellement, en année moyenne, à une répartition de 73 % d'énergie au fil de l'eau (y compris la partie non régularisée de la production des centrales à faible volume d'accumulation), 10 % d'énergie d'origine thermique et 17 % d'énergie accumulée. Par une même analyse détaillée des diagrammes probables, on a étudié la couverture optimum des besoins futurs. Les centrales thermiques sont en service presqu'uniquement en hiver, lorsque l'accumulation ne suffit pas à compenser le recul de la puissance au fil de l'eau. La durée d'utilisation de la puissance thermique maximum produite est en nette augmentation: environ 2800 h en 1950, entre 3300 h et 3400 h pendant les années 1951 à 1953, près de 3600 h en 1954.

Pour maintenir un régime acceptable des groupes thermiques, on n'hésitera pas à mettre des pompes en service; elles serviront aussi à absorber les excédents d'heures creuses et à les transformer en énergie de pointe. Le pompage régulier pourra aussi entrer en ligne de compte pour le remplissage des bassins dont les apports naturels sont insuffisants.

Au sujet de l'établissement des réseaux de transport, les vues sont à peu près les mêmes en Autriche qu'en Suisse. Le réseau à 225 kV sera prolongé

jusqu'au Vorarlberg, et on étudie dès maintenant l'éventualité de construire les supports pour une tension de 380 kV. Des batteries de condensateurs produisent la puissance réactive aux heures de forte charge et, le cas échéant, des bobines d'induction abaissent la tension en heures creuses.

### Allemagne occidentale

Pour compléter ce rapide aperçu, il est intéressant de connaître le point de vue d'un pays où l'énergie hydroélectrique ne joue pas et ne jouera jamais un rôle aussi important que dans les pays considérés jusqu'ici. En valeur absolue, d'ailleurs, les forces hydrauliques allemandes sont loin d'être négligeables, puisqu'on évalue à environ 23 milliards de kWh la production économiquement réalisable, dont près de 10 milliards sont déjà utilisés. Mais cela ne représente qu'un quart environ de la production totale, et cette proportion va constamment diminuer à l'avenir.

Dans ces conditions, il est naturel que les préoccupations au sujet de la qualité d'énergie hydroélectrique à produire et de sa place dans le diagramme de charge futur soient autres qu'en France, en Italie et en Suisse, d'une part, ou qu'en Autriche, d'autre part.

Le problème d'excédents éventuels ne se pose pas, ni celui de l'importation du combustible consommé par les centrales thermiques. La seule question est d'utiliser au mieux l'énergie hydraulique, et la réponse est naturellement de produire autant que possible de l'énergie de très haute qualité. Les possibilités d'accumulation sont moins nombreuses et moins favorables qu'ailleurs et la production des usines au fil de l'eau dépassera toujours celle des centrales à accumulation, dans le rapport de 6 à 1 environ. Mais au moins s'agit-il de produire avec l'énergie accumulée un maximum de puissance, et c'est pourquoi en kW installés ce rapport tombe à près de 2 à 1, les durées d'utilisations moyennes étant respectivement de 5000 et 1500 h par an environ. Il semble donc qu'en Allemagne, on s'interroge moins qu'ailleurs sur un rapport longuement pesé entre le volume d'accumulation et la puissance installée, en prenant nettement parti pour une concentration aussi accentuée que possible de l'énergie productible. Cette tendance est même visible pour les usines au fil de l'eau, dont on s'efforce de concentrer la production, lorsque les conditions géographiques le permettent, par des dispositions telles que celles décrites par M. Pietzsch<sup>3)</sup> dans son très intéressant rapport.

Dans le même but, c'est-à-dire pour se procurer par voie hydraulique une précieuse puissance de pointe et régulariser en même temps le régime de

charge des centrales thermiques — surtout de celles qui travaillent au lignite —, l'Allemagne développe d'importantes usines de pompage. Pour les mêmes raisons encore, elle porte un intérêt particulier aux possibilités d'importation et d'échange d'énergie avec les pays voisins. Sur ce point, son programme correspond à celui de l'Autriche, qui lui fournit de l'énergie de qualité, surtout de jour et en hiver. De la Suisse, elle retire plutôt de l'énergie inconstante ou d'été, à prix relativement bas, pour alimenter à proximité de la frontière, donc sans longs transports, des industries électro-chimiques ou métallurgiques pour lesquelles le seul courant thermique constituerait une base énergétique trop onéreuse.

### Conclusion

L'Allemagne, on vient de le voir, offre en tout cas des possibilités très étendues d'absorber l'énergie hydro-électrique qui pourrait être produite en excédent dans les autres pays d'Europe, de la régulariser partiellement ou de l'échanger contre de l'énergie d'autre qualité. Grâce à son grand volant thermique, elle peut aussi bien envisager de prélever de l'énergie de haute qualité pour restituer en proportion correspondante de l'énergie de faible valeur que le contraire.

D'autre part, on a vu que la France, l'Italie et la Suisse n'auront plus pour très longtemps des forces hydrauliques à équiper. Est-il préférable que ces pays s'organisent pour produire eux-mêmes l'énergie dans la qualité qui sera le plus utile à leur diagramme, ou doivent-ils utiliser au mieux toutes les possibilités de leurs cours d'eau et de leurs sites d'accumulation, sans égard pour l'équilibre de leurs propres besoins en énergie de diverses catégories, qui serait rétabli par des échanges internationaux de grande envergure?

A première vue, la seconde solution paraît mieux correspondre à un optimum économique. Mais il est possible que les transports anéantissent le gain théoriquement réalisable. D'autre part, l'alimentation en énergie est un besoin si vital que chaque nation a une tendance d'autarcie compréhensible, pour dépendre le moins possible de l'étranger en périodes critiques.

Les avis qui nous ont été transmis montrent quelques nuances au sujet de cet important problème. Le présent rapport ne contient évidemment aucun élément certain et précis pour trancher la question, et n'a d'autre prétention que d'introduire une discussion générale.

Sur un point de détail, il serait intéressant de préciser une définition pour faciliter les comparaisons. On a fait état de différents chiffres illustrant la part de l'accumulation dans la production hydraulique totale. Il faut distinguer entre la production totale des usines à accumulation, les quantités d'énergie accumulée — mais pour quelle du-

<sup>3)</sup> W. Pietzsch: Valeur économique des petits réservoirs, suivant le type du diagramme de charge et l'incidence de la production thermique dans la fourniture. Rapport n° II. 6, Congrès de Londres 1955 de l'UNIPEDE.

rée? —, et la capacité totale des bassins d'accumulation — saisonniers seulement ou aussi hebdomadaires et journaliers? Pour éviter des confusions dans l'interprétation des statistiques, une entente sur le plan international serait désirable.

En terminant, nous voudrions remercier vivement nos aimables collègues, MM. *Bardon* (France),

*Hintermayer* (Autriche), *Kromer* (Allemagne), *Marcello* (Italie), *Hauser* et *Leresche* (Suisse) pour les précieuses contributions que nous avons résumées et qui ont permis ce premier tour d'horizon.

Adresse de l'auteur:

Ch. *Aeschimann*, ing. dipl. EPF, président de la direction de l'Aar-Tessin S. A. d'Electricité, Olten.

## Communications de nature économique

### La société

#### «Rheinkraftwerk Albbrück-Dogern A.G.» a fêté le 25<sup>e</sup> anniversaire de sa fondation

061.75 : 621.311.21 (494.221.2)

A l'occasion du 25<sup>e</sup> anniversaire de sa fondation, la société «Rheinkraftwerk Albbrück-Dogern A.G.» vient de publier une brochure très soignée et richement illustrée; les auteurs y font l'histoire de la *centrale frontière d'Albbrück-Dogern* et décrivent avant tout l'équipement actuel de cette centrale, qui est située sur le Rhin légèrement en aval de l'embouchure de l'Aar et dont la construction remonte aux années 1930..1933. Les publications de ce genre sont souvent rédigées sur un ton plutôt neutre et conventionnel. Tel n'est pas le cas pour celle-ci, et on ne peut que féliciter ses auteurs de la franchise avec laquelle ils font état des expériences faites en service et exposent les raisons des améliorations et changements intervenus au cours des années.

L'aménagement d'Albbrück-Dogern est du type dit à *dérivation*. La retenue est créée par un barrage mobile à cinq

bras naturel du Rhin un peu plus en aval. Les machines sont calculées pour un débit maximum de 1060 m<sup>3</sup>/s; la chute varie entre 7 et 11,2 m selon le débit du Rhin. Les trois groupes à axe vertical (turbines Kaplan), d'une puissance totale de 75 000 kW ont une *production annuelle moyenne possible de 517 millions de kWh*. Cette énergie, après avoir passé les transformateurs élévateurs de tension montés «en bloc» avec les alternateurs, est transportée sous 116 kV à la sous-station voisine de Tiengen appartenant au «Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk».

Depuis l'élévation, accordée en 1953, de son niveau maximum, le volume de la retenue du barrage d'Albbrück-Dogern a augmenté de 1 million de m<sup>3</sup>; cette retenue supplémentaire permet entre autres de compenser les irrégularités du débit sortant de la centrale de Waldshut de la «Schluchseewerk A.G.», située en amont d'Albbrück-Dogern. L'exploitation de la centrale de Waldshut, dont le débit maximum exploitable est de 140 m<sup>3</sup>/s, aurait, sans l'effet régulateur de la retenue d'Albbrück-Dogern, une influence néfaste sur la régularité du débit du Rhin, entravant ainsi l'exploitation des centrales situées plus en aval ainsi que la navigation. Une partie de l'eau sortant des turbines de la centrale de Waldshut — qui n'est généralement en service que durant la journée — est emmagasinée pendant le jour derrière le barrage d'Albbrück-Dogern, pour être durant la nuit restituée au Schluchsee grâce aux pompes de la centrale de Waldshut et des deux étages supérieurs de la «Schluchseewerk A.G.». Lorsque le débit du Rhin dépasse 800 m<sup>3</sup>/s, l'usine de Waldshut peut également prélever directement une partie des eaux du fleuve pour remplir le Schluchsee.

*L'alimentation du barrage en énergie électrique* destinée à la manœuvre des vannes a été étudiée avec un soin tout particulier. Cette énergie, en provenance de la centrale d'Albbrück, est transprtée par deux câbles à 8 kV; le raccordement au réseau du «Aargauisches Elektrizitätswerk» et à celui du «Kraftwerk Laufenburg» est prévu comme réserve, le passage à l'alimentation de réserve s'effectuant automatiquement lorsque l'alimentation principale vient à faire défaut. Comme mesure de sécurité supplémentaire, on a prévu sur le barrage un groupe générateur mobile entraîné par un moteur à explosion.

Il a fallu, pour assurer l'étanchéité des digues, battre des palplanches métalliques jointives le long du parement extérieur aux

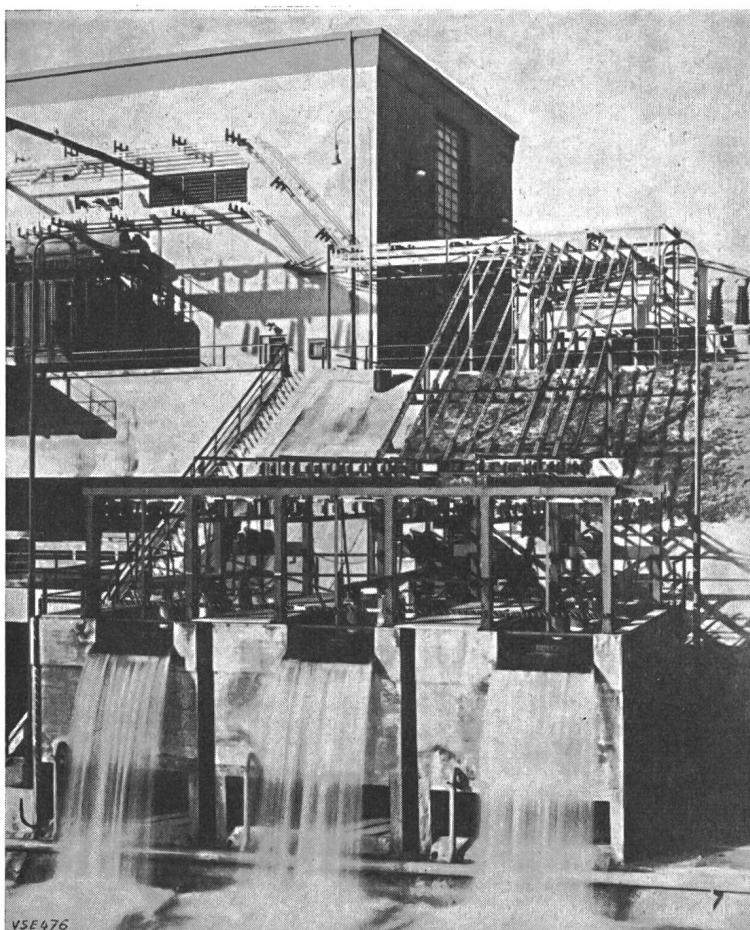


Fig. 1

Les rhéostats hydrauliques de charge de la centrale d'Albbrück-Dogern  
(vue prise en service)

ouvertures de 25 m de portée, fermées par des vannes doubles. Un canal d'aménée de 3,5 km de long, situé sur la rive allemande, conduit les eaux à l'usine; elles sont rendues au

quelques endroits où des pertes avaient été constatées. Plusieurs fuites locales furent obturées par des injections de mortier. On a pu prouver que ces fuites provenaient de la

présence de nombreuses galeries creusées par des souris, si bien qu'on procède maintenant chaque année à une campagne de destruction de ces animaux.

Une couche de glace se forme durant les hivers particulièrement rudes en amont du barrage. On a fait de bonnes expériences en évitant de briser cette couche de glace et en laissant fondre d'elle-même.

A l'entrée du canal se dresse un ouvrage de prise comprenant une paroi plongeant de 1,5 m dans l'eau retenue par le barrage, paroi qui est destinée à arrêter les corps flottants. Il avait été proposé, au moment de la construction, de munir cette paroi à sa partie inférieure d'un bord horizontal dirigé contre le courant; cette idée fut malheureusement abandonnée par la suite, si bien que l'ouvrage ne remplit pas entièrement ses fonctions.

Lors de la fermeture brusque des turbines, il apparaissait autrefois une vague d'une hauteur allant jusqu'à 1,7 m, qui se déplaçait à une vitesse atteignant parfois 7,8 m/s vers l'amont du canal. Il s'est montré nécessaire, notamment dans les courbes, de prolonger le revêtement en béton des parois d'écoulement au-delà du faîte de la digue, afin d'empêcher l'érosion du dit faîte par les eaux de la vague de fermeture. Depuis l'installation des rhéostats hydrauliques de charge, qui seront décrits plus bas, les vagues de fermeture n'apparaissent plus.

Au début, le nettoyage des grilles était assuré par un râteau mécanique qui déposait les résidus enlevés dans des wagonnets qui étaient ensuite tirés par un câble et vidés en aval du barrage. Comme cette méthode entraînait beaucoup de complications, notamment en cas de grosse concentration de matières flottantes, une chasse hydraulique a été installée en 1955, en même temps qu'un deuxième râteau mécanique.

Les turbines Kaplan (diamètre de la roue mobile: 7 m) ont été construites pour un débit maximum de 300 m<sup>3</sup>/s; elles sont aujourd'hui exploitées sous un débit allant jusqu'à 353 m<sup>3</sup>/s. On accepte les phénomènes de cavitation apparaissant pour ces gros débits, étant donné que la valeur de la puissance et de l'énergie supplémentaires produites dépasse de beaucoup les frais de réparation causés par la cavitation. Conformément à un programme de révision bien déterminé, on procède chaque hiver, en période de basses eaux, à la révision d'une des trois machines, avant que les dégâts de cavitation ne soient trop grands.

Afin d'améliorer le rendement des machines, les régulateurs des turbines ont été transformés en 1954; l'amélioration a atteint 2 %. Le système de circulation d'huile pour les paliers des turbines est tel qu'un démarrage rapide est possible même en cas d'huile froide et peu fluide.

Les joints étanches ont créé certaines difficultés, notamment par suite de la pénétration de grains de sable lors de crues; on a pu empêcher le retour de ces défauts grâce à des douilles de protection et à l'emploi pour le refroidissement d'une eau provenant de la nappe néphrélique et exempte par conséquent de sable.

On a observé que, lorsque les machines avaient tourné constamment à pleine charge durant un temps assez long, leur puissance diminuait d'un taux allant jusqu'à 5 %; en effet, lorsque les aubages du distributeur et des roues mobiles restent assez longtemps dans la même position, une certaine quantité de matières flottantes s'y amasse. Pour combattre ce phénomène, il a fallu installer un dispositif de commande spécial, provoquant la fermeture et l'ouverture rapide du distributeur.

Contrôle du débit: l'utilisation de la retenue pour compenser le débit variable de la centrale de Waldshut (voir plus haut) a rendu nécessaire la mise en place de divers dispositifs de mesure. Chaque turbine possède un indicateur de débit travaillant d'après le principe des différences de pression; ces appareils transmettent leurs indications à un dispositif totalisateur qui donne le débit total utilisé par l'usine. De façon à ce que le personnel connaisse en chaque instant les apports d'eau, les débits des pompes et turbines de la centrale de Waldshut ainsi que les niveaux de l'Aar et du Rhin à l'extrémité supérieure du remous d'Albbrück-Dogern sont transmis par une installation de télémesure à la centrale d'Albbrück.

Rhéostats hydrauliques de charge: afin d'empêcher la formation d'une vague lors de la fermeture brusque des turbines, on a installé auprès de la centrale des rhéostats hydrauliques travaillant sous la tension des alternateurs, soit 10,5 kV. Lors de la fermeture des turbines, ces rhéostats absorbent durant un certain temps l'énergie fournie par les alternateurs et la détruisent. Ils sont réglables et contrôlables depuis la salle des machines. Chaque rhéostat est constitué par une cuve de béton de 16,7 × 5,9 m et peut absorber 25,5 MW; le réglage s'obtient par variation de la longueur d'électrode plongeant dans l'eau. L'alimentation de l'ensemble de ces trois rhéostats nécessite à pleine charge et suivant la température de l'eau du Rhin 465 litre/s en été et 350 à 400 litres/s en hiver. Les rhéostats hydrauliques de charge ont donné entière satisfaction depuis leur mise en service. Lors d'une interruption complète des livraisons d'énergie, des relais à minimum de courant assurent leur entrée en action rapide. Lors de chutes de puissance, des relais spéciaux retardés de 5 secondes commandent leur enclenchement. Lors de la mise en place des rhéostats hydrauliques, les régulateurs des turbines durent être transformés de façon à assurer une stabilité plus grande; de même, les régulateurs de tension des alternateurs durent être remplacés par de nouveaux dispositifs plus perfectionnés. P. Troller/Sa.

## Production et distribution d'énergie électrique en Espagne

31 : 311 (46)

L'industrie espagnole de l'électricité, qui compte 914 producteurs employant plus de 33 000 salariés, s'est développée comme suit durant la période 1952...1954:

Tableau I

	1952	1953	1954
Production d'énergie électrique GWh	9574	10 009	10 570
Augmentation par rapport à l'année précédente %	—	4,5	5,7

La puissance installée des usines génératrices était de 4200 MVA le 1<sup>er</sup> janvier 1955, soit 235 MVA de moins que le chiffre prévu par le plan d'extension. Cependant, la construction de nouvelles installations de production a été fortement favorisée durant l'année 1955 par une reprise d'activité du marché des capitaux ainsi que par l'aide américaine. Durant le seul premier semestre, la puissance installée des centrales entrées en service s'est montée à 329 MVA, la part des usines hydro-électriques étant comme toujours prépondérante et atteignant 95 %. Les entrées en service prévues pour le deuxième semestre de 1955 atteignaient 486 MVA, dont 83 % pour les usines hydro-électriques. Malgré cette intensification des constructions, ce n'est pas avant 1958 que l'équilibre sera établi en années sèches entre la production et la demande. La consommation d'énergie électrique s'accroît avec une rapidité qui a dépassé jusqu'ici toutes les prévisions des autorités chargées de l'approvisionnement du pays en énergie. Pour le premier semestre 1955, cet accroissement fut de 12 % par rapport à l'année précédente. Si ce taux se maintient durant le deuxième semestre, la production d'énergie électrique atteindra 12 220 GWh pour l'année 1955, en admettant toutefois qu'aucune restriction ne se montre nécessaire. La consommation annuelle moyenne par habitant est encore très faible, si bien que les possibilités d'extension du marché de l'énergie électrique sont énormes. Pour l'ensemble du pays, cette consommation annuelle spécifique — qui n'était que de 120,7 kWh par habitant en 1939 — a atteint 375,9 kWh par habitant en 1955. Or, ce chiffre est fortement dépassé dans certaines provinces, comme celle de Guipuzcoa où la consommation annuelle moyenne par habitant fut en 1955 de 1513 kWh; d'autre part, 681 localités espagnoles, comptant une population de plus de 1,1 million d'habitants, ne disposent pas encore d'un réseau de distribution d'électricité.

A la suite d'un accord conclu avec la France, les importations d'énergie électrique en provenance de ce pays représentèrent en été 1955 une valeur de 150 millions de francs français; ce n'est que grâce à ces importations et à une production thermique portée à son maximum qu'il fut possible

## Extrait des rapports de gestion des centrales suisses d'électricité

(Ces aperçus sont publiés en groupes de quatre au fur et à mesure de la parution des rapports de gestion et ne sont pas destinés à des comparaisons)

On peut s'abonner à des tirages à part de cette page

	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich Zürich		Services Industriels de la Ville de Lausanne Lausanne		Elektrizitätswerk der Gemeinde St. Moritz St. Moritz		Compagnie vaudoise d'électricité Lausanne	
	1953/54	1952/53	1954	1953	1954	1953	1954	1953
1. Production d'énergie . . . kWh	<b>28 412 400</b>	36 103 400	<b>267 763 600</b>	291 521 600	<b>12 365 230</b>	12 565 610	<b>124 540 000</b>	117 034 000
2. Achat d'énergie . . . kWh	<b>676 830 431</b>	615 538 412	<b>65 042 200</b>	46 082 190	<b>4 750 725</b>	3 641 695	<b>59 254 000</b>	75 188 000
3. Energie distribuée . . . kWh	<b>662 559 000</b>	612 093 000	<b>282 952 750</b>	277 606 470	<b>15 851 110</b>	15 165 720	<b>168 842 000</b>	179 140 000
4. Par rapp. à l'ex. préc. . . %	<b>+ 8,24</b>	+ 6,95	<b>+ 1,9</b>	+ 7,2	<b>+ 4,5</b>	+ 2,6	<b>+ 5,5</b>	— 7,4
5. Dont énergie à prix de déchet . . . . . kWh	<b>9 064 455</b>	17 672 720	<b>10 816 000</b>	19 573 000	<b>1 044 130</b>	865 070	<b>16 829 000</b>	28 916 000
11. Charge maximum . . . kW	<b>148 200</b>	143 500	<b>47 800</b>	45 100	<b>4 350</b>	4 000	<b>39 000</b>	40 400
12. Puissance installée totale kW	<b>669 910</b>	627 710	<b>412 192</b>	388 844	<b>32 750</b>	31 500	<b>184 750</b>	168 500
13. Lampes . . . . . { nombre kW	<b>881 020</b>	852 500	<b>840 237</b>	812 396	<b>53 105</b>	52 860	<b>383 000</b>	372 000
14. Cuisinières . . . . . { nombre kW	<b>35 785</b>	33 532	<b>23 913</b>	22 047	<b>902</b>	875	<b>10 220</b>	9 800
15. Chauffe-eau . . . . . { nombre kW	<b>32 150</b>	29 765	<b>10 939</b>	10 170	<b>791</b>	752	<b>7 270</b>	6 700
16. Moteurs industriels . . . . . { nombre kW	<b>80 800</b>	78 120	<b>22 828</b>	21 608	<b>1 330</b>	1 247	<b>12 850</b>	12 000
17. Moteurs automobiles . . . . . { nombre kW	<b>169 680</b>	162 320	<b>31 092</b>	30 200	<b>2 318</b>	2 256	<b>31 900</b>	28 000
21. Nombre d'abonnements . . .	<b>58 000<sup>1)</sup></b>	56 500 <sup>1)</sup>	<b>54 360</b>	52 730	<b>3 190</b>	3 035	<b>25 810</b>	25 800
22. Recette moyenne par kWh cts.	<b>4,97</b>	4,98	<b>5,95</b>	5,47	<b>7,23</b>	7,02	<b>6,7</b>	6,0
<i>Du bilan:</i>								
31. Capital social . . . . . fr.	—	—	—	—	—	—	<b>20 000 000</b>	8 000 000
32. Emprunts à terme . . . . .	—	—	—	—	—	—	<b>39 000 000</b>	39 000 000
33. Fortune coopérative . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Capital de dotation . . . . .	<b>9 080 000</b>	9 000 000	<b>27 485 002</b>	25 386 402	<b>2 650 000</b>	2 650 000	—	—
35. Valeur comptable des inst. . .	<b>10 105 026</b>	5 780 020	<b>27 485 002</b>	25 386 402	<b>1 915 300</b>	2 001 300	<b>58 735 000</b>	49 935 550
36. Portefeuille et participat. . .	<b>11 167 000</b>	11 167 000	<b>13 605 000</b>	9 455 000	<b>385 101</b>	385 001	<b>7 671 300</b>	6 235 935
37. Fonds de renouvellement . . .	<b>18 330 000<sup>2)</sup></b>	17 710 000 <sup>2)</sup>	—	—	<b>122 600</b>	102 600	—	—
<i>Du compte profits et pertes:</i>								
41. Recettes d'exploitation . . . fr.	<b>34 542 342</b>	31 274 045	<b>22 100 607</b>	20 579 281	<b>1 183 431</b>	1 103 957	<b>11 409 680</b>	10 727 391
42. Revue du portefeuille et des participations . . . . .	<b>516 166</b>	516 213	—	—	<b>8 543</b>	109	<b>329 050</b>	254 847
43. Autres recettes . . . . .	<b>44 187</b>	103 337	—	—	<b>1 740</b>	3 426	<b>7 050</b>	40 446
44. Intérêts débiteurs . . . . .	<b>855 058</b>	788 637	<b>3 077 696</b>	3 472 961	<b>132 500<sup>3)</sup></b>	132 500 <sup>3)</sup>	<b>1 555 830</b>	1 327 016
45. Charges fiscales . . . . .	<b>19 054</b>	19 501	<b>73 435</b>	97 931	<b>260 441</b>	254 282	<b>399 230</b>	316 345
46. Frais d'administration . . . .	<b>3 330 785</b>	3 355 887	<b>1 033 999</b>	981 521	<b>78 823</b>	76 637	<b>639 770</b>	546 326
47. Frais d'exploitation . . . .	<b>6 613 129</b>	5 660 560	<b>5 002 965</b>	4 931 726	<b>218 270</b>	218 480	<b>3 638 400</b>	2 995 636
48. Achat d'énergie . . . . .	<b>20 799 705</b>	18 855 807	<b>2 073 800</b>	2 008 228	<b>218 890</b>	162 158	<b>2 774 660</b>	2 350 808
49. Amortissements et réserves . . .	<b>2 586 865</b>	2 359 082	<b>4 602 527</b>	4 144 561	<b>151 787</b>	151 981	<b>748 730</b>	1 972 486
50. Dividende . . . . .	—	—	—	—	—	—	<b>480 000</b>	480 000
51. En % . . . . .	—	—	—	—	—	—	<b>6</b>	6
52. Versements aux caisses publiques . . . . .	<b>910 494</b>	847 012	<b>2 663 500</b>	2 374 184	—	—	<b>616 831</b>	596 282
<i>Investissements et amortissements:</i>								
61. Investissements jusqu'à fin de l'exercice . . . . . fr.	—	—	<b>138 358 016</b>	133 745 029	<b>3 280 463</b>	3 280 463	<b>72 293 200</b>	61 372 400
62. Amortissements jusqu'à fin de l'exercice . . . . .	—	—	<b>49 156 114</b>	45 244 427	<b>1 279 163</b>	1 365 163	<b>13 557 500</b>	11 436 850
63. Valeur comptable . . . . .	<b>10 105 026</b>	5 780 020	<b>89 201 902</b>	88 500 602	<b>2 001 300</b>	1 915 300	<b>58 735 700</b>	49 935 550
64. Soit en % des investissements . . . . .	—	—	<b>64,4</b>	66,1	<b>61,0</b>	58,4	<b>81,25</b>	81,36

<sup>1)</sup> Nombre d'abonnés<sup>2)</sup> y compris fonds de réserve<sup>3)</sup> Intérêts du capital de dotation (5 %)

de passer sans restrictions la période de sécheresse estivale. Durant ce passage difficile pour son approvisionnement en électricité, l'Espagne importa de France jusqu'à 1,4 GWh par jour; les réserves des bassins d'accumulation, qui étaient descendues dans certains cas à 8 % de la capacité totale, purent ainsi être ménagées jusqu'aux premières pluies d'automne.

Les investitions qu'exige l'extension de l'équipement — elles s'élèvent à plus de 1 milliard de francs — sont en partie prises en charge par l'Etat espagnol, notamment en ce qui concerne l'équipement thermique; en effet, les tarifs de vente actuels, qui sont contrôlés par l'Etat, n'assurent pas toujours aux entreprises d'électricité un équilibre financier tel qu'elles puissent offrir des garanties suffisantes aux capitaux privés. Il s'ajoute à cela que le coût des matériaux de construction, des machines, etc. s'est accru fortement au cours des dix dernières années et que cette tendance se poursuit actuellement. L'Institut National de l'Industrie (INI) s'est assuré une influence importante sur la gestion de la «General Eléctrica Española (GEE)» en acquérant une partie de son paquet d'action. Cette opération est en relation étroite avec l'intérêt direct que prend l'Etat à l'extension de l'équipement; elle a été accueillie défavorablement par l'industrie électrique privée. Dans certains cas, la position de la GEE est aujourd'hui assez forte pour qu'on puisse parler de monopole; il est prévu d'investir 7 millions de francs dans cette entreprise de construction électrique — qui est la plus importante d'Espagne — afin de lui permettre de construire des alternateurs d'une puissance allant jusqu'à 60 MW et des transformateurs d'une puissance allant jusqu'à 150 MVA.

De nombreux aménagements en cours de réalisation sont financés en partie grâce à l'aide des Etats-Unis. C'est ainsi que les centrales thermiques de 60 MW<sup>1)</sup> de Bilbao et Escañon ont reçu une subvention de 7,5 millions de dollars, ce qui représente 50 % du coût de construction total. De plus, 3,61 millions de dollars ont été accordés pour les installations de chaudières que les Etats-Unis livreront aux centrales de 30 MW<sup>1)</sup> de Cadiz, Málaga et Almeria. Enfin, 5 millions de dollars ont été employés en 1954 aux travaux tendant à réduire les pertes en ligne.

Parmi les centrales en construction, la centrale thermique d'Escombreras prend une place prépondérante du point de vue de la puissance des groupes générateurs. La société américaine General Electric Co. a livré le premier groupe de 70 MW avec plus de deux mois d'avance; un deuxième groupe de 70 MW ainsi qu'un groupe de 140 MW sont en cours de montage. Au total, la puissance installée de cette centrale se montera à 280 MW; avant 1958, elle pourra produire quotidiennement 6 GWh environ, qui seront les bienvenus dans la région Sud du pays, où la situation est spécialement tendue du point de vue de l'approvisionnement en énergie électrique.

Dans le secteur hydraulique, où c'est surtout l'initiative privée qui est active, 19 bassins d'accumulation, d'une capacité totale de  $5 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>, sont actuellement en cours de réalisation. La puissance maximum réalisable de l'ensemble des centrales correspondantes se chiffrera à 761 MW.

P. Leuthold y Lecuona/Sa.

<sup>1)</sup> centrales thermiques avec des groupes générateurs normalisés de 60 resp. 30 MW.

## Les perspectives de prix de revient de l'énergie nucléaire en Grande-Bretagne<sup>1)</sup>

621.311.25 : 621.039.4 (42)

Dans une conférence faite à New-York, le 26 octobre 1955, devant le «National Industrial Conference Board», Lord Citrine a fait le point du développement de l'utilisation de l'énergie nucléaire en Grande-Bretagne et donné des indications sur le prix de revient auquel, dans l'état actuel des choses, on pouvait s'attendre dans ce pays.

Partant du cas de la centrale de 65 MW de Calder Hall, il a donné des prévisions sur le prix de revient qui peut être escompté pour une centrale de 150 MW dotée de réacteurs à modérateur en graphite refroidis au gaz; ces prévisions sont résumées au tableau I.

Dans ce calcul, le taux d'intérêt a été pris égal à 4 %; on a supposé de plus que la durée de vie du réacteur serait de 15 ans et que le facteur de charge serait de 80 %. La dépense pour la charge initiale de combustible a été considérée comme un investissement, la dépense pour le remplacement du combustible comme une charge d'exploitation. Si le plutonium produit est récupéré, traité et utilisé, le prix de revient net du kWh produit pourrait baisser de 0,76 à 0,65 penny. Le prix de revient net est actuellement d'environ 0,6 penny par kWh en Grande-Bretagne dans les centrales fonctionnant au charbon.

Tableau I

	Dépenses d'investissement 10 <sup>6</sup> £	Dépenses annuelles 10 <sup>6</sup> £	Coût de l'énergie par kWh Penny
<b>1. Frais d'investissement:</b>			
réacteur et accessoires . . .	7,5	0,68	—
autres installations . . .	11,3	0,69	—
<b>Total</b>	<b>18,8</b>	<b>1,37</b>	<b>—</b>
Charge initiale d'uranium (20 000 £ par tonne) . . .	5,0	0,70	—
<b>Total</b>	<b>23,8</b>	<b>1,57</b>	<b>0,36</b>
<b>2. Frais d'exploitation:</b>			
frais d'exploitation normaux	—	0,26	—
remplacement des charges d'uranium (20 000 £ par tonne)	—	1,46	—
<b>Total</b>	<b>—</b>	<b>1,72</b>	<b>0,40</b>
<b>Prix de revient brut total</b>		<b>3,29</b>	<b>0,76</b>

## Société Grenobloise d'Etudes et d'Applications Hydrauliques

Le Laboratoire Dauphinois d'Hydraulique, qui était jusqu'ici un département des établissements NEYRPIC, Grenoble, vient de se transformer en une société dite Société Grenobloise d'Etudes et d'Applications Hydrauliques (SOGREAH). Cette nouvelle société constitue un organisme d'ingénieurs-conseils spécialisés dans la technique de l'hydraulique et, plus généralement, de la mécanique des fluides.

<sup>1)</sup> voir Economie Electrique, Bull. trim. UNIPEDE t. 29 (1955), n° 4, p. 144...145.

## Construction d'usines

### L'aménagement des forces hydrauliques du Rhin antérieur

La «Nordostschweizerische Kraftwerke A.G. (NOK)» vient de soumettre aux communes intéressées ainsi qu'au canton des Grisons, en vue d'obtenir les concessions, un plan d'ensemble prévoyant l'aménagement intégral des forces hydrauliques du Rhin antérieur. Lorsque ce plan aura été réalisé, les usines hydro-électriques du Rhin antérieur pro-

duiront ensemble durant une année à hydraulité moyenne  $1966 \cdot 10^6$  kWh, dont  $1060 \cdot 10^6$  kWh ou 54 % en hiver et  $906 \cdot 10^6$  kWh ou 46 % en été;  $766 \cdot 10^6$  kWh, ou 72 % de la production du semestre d'hiver pourront être emmagasinés dans les bassins d'accumulation. Les concessions ont déjà été accordées pour les usines de Sedrun et Tavanasa; la production moyenne annuelle possible de ces deux centrales réunies se chiffre à  $709 \cdot 10^6$  kWh, dont  $439 \cdot 10^6$  kWh ou 62 % en hiver et  $270 \cdot 10^6$  kWh ou 38 % en été.

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Électricité, Seefeldstrasse 301, Zurich 8, téléphone (051) 34 12 12; compte de chèques postaux VIII 4355; adresse télégraphique: Electrusion Zurich.

Rédacteur: Ch. Morel, ingénieur.

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