

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 65 (1973)
Heft: 5

Artikel: Intégration d'une centrale du pompage-turbinage dans le réseau de la Suisse Romande
Autor: Cousin, Louis William
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-921141>

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: 04.12.2024

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

Louis William Cousin

Les Nations Unies, par leur Comité de l'Énergie du Conseil Economique et Social, ont organisé l'année dernière un colloque sur les aménagements hydroélectriques à accumulation par pompage.

Ce colloque s'est tenu à Athènes du 6 au 8 novembre 1972. Il a réuni les délégués de 21 nations et provoqué le dépôt de 61 rapports et communications.

Sur le thème général des systèmes à accumulation par pompage (SAP), le Comité a fait choix de quatre sujets particuliers de discussion:

- A Situation actuelle et tendances futures de l'aménagement des systèmes d'accumulation par pompage, avec ou sans débit naturel;
- B Intégration économique des aménagements à accumulation par pompage dans les réseaux d'énergie électrique;
- C Problèmes de conception et de construction dans les domaines du génie civil, de l'hydraulique et de la géotechnique;
- D Progrès récents dans les équipements hydrauliques et électriques.

Par ses caractéristiques hydrographiques et par la mise en valeur très poussée de ses sites exploitables, la Suisse occupe une position particulière quant au problème de la couverture de ses besoins en énergie électrique et elle n'éprouve pas, pour l'instant, le besoin d'équiper des SAP d'une manière aussi intense que les pays dont l'énergie est d'origine essentiellement thermique. Néanmoins, notre pays n'est pas resté en arrière du mouvement qui s'est dessiné voici quelques années et il a construit un certain nombre d'équipements de pompage d'appoint et de revalorisation du type mixte (accumulation par pompage combiné avec utilisation des apports naturels).

Dans le cadre du second chapitre choisi pour le Symposium: «Intégration économique des aménagements...», il a paru utile de faire connaître les expériences de deux années d'exploitation d'un SAP de forte puissance qui, dès à présent, apparaît comme ayant été un pionnier dans son genre. Bien que l'Aménagement Hongrin-Léman, dont il est question, ait déjà à plusieurs reprises fait l'objet de descriptions ou de communications dans la presse spécialisée¹, il a paru bon de récapituler l'essentiel de ses caractéristiques techniques et de ses raisons d'être. Le texte qui suit reproduit donc intégralement le rapport remis au colloque du 6 novembre 1972.

1. Description sommaire de l'installation

1.1 SITUATION

L'aménagement Hongrin-Léman est situé dans la partie occidentale des Préalpes suisses. Le bassin supérieur est artificiel; le bassin inférieur, naturel, est constitué par le lac Léman. Il s'agit ici d'un aménagement mixte, c'est-à-dire d'une utilisation des cours d'eau naturels à laquelle se superpose un régime de pompage-turbinage.

¹ Voir p. e. «Cours d'eau et énergie» 1966, p. 225/233 et 1972 p. 197/203

L'implantation du barrage au confluent de trois vallées a été dictée par la présence d'un verrou naturel de la vallée principale. L'apport des trois cours d'eau ainsi captés est complété par une série d'adductions constituées par des prises d'eau dans les vallées latérales et un réseau de galeries traversant les massifs de séparation. Le système se caractérise par l'éloignement assez considérable de certaines de ces prises, éloignement poussé jusqu'à la limite économique, vu la mauvaise qualité de la roche rencontrée.

Comme l'indiquent les figures 1 et 2, l'installation de chute s'étire sur une grande longueur. Enfin, le site exigeait que la centrale soit enterrée.

On voit donc d'emblée qu'on se trouve en présence d'un ouvrage complexe dont les éléments sont relativement distants les uns des autres et dont la réalisation demande l'exécution de galeries fort longues. Un tel projet n'était donc économiquement viable que par une utilisation judicieusement prévue et aussi intense que possible.

1.2 CARACTERISTIQUES PRINCIPALES

Bassin versant

90,8 km², dont environ la moitié alimente directement la vallée de l'Hongrin, le reste fournissant son tribut par le moyen de captages et de 20,8 km de galeries d'adduction.

Bassin supérieur

Barrages minces en béton au volume de	345 000	m ³
Hauteur maximum sur fondation	125 et 90	m
Cote maximum de la retenue	1 255	m
Superficie de l'accumulation à lac plein	1,3	km ²
Cote minimum d'utilisation	1 180	m
d'où capacité utile de la retenue	52 · 10 ⁶	m ³
et chute brute disponible maximum	883	m

Galerie d'aménagee en charge

Longueur	7 980	m
Diamètre intérieur	4	m

Puits blindé

Longueur	1 220	m
Diamètre intérieur	2,90	m
Pente	78,66	‰

Centrale de Veytaux

Caverne 135 m long. x 30 m larg.	90 000	m ³ excavation
Equipée de 4 groupes à turbines et pompes de 60 MW	240	MW
Canal de fuite 40 m ² long.	200	m

Bassin inférieur

Lac Léman superficie	382	km ²
Niveau	372	m ± 1,00 m

1.3 DONNEES HYDROLOGIQUES

Pour des raisons géographiques, géologiques ou économiques faciles à comprendre, l'aménagement se trouve doté d'un certain nombre de caractéristiques pratiquement intangibles, qui ont servi de données pour toutes les déterminations ultérieures.

Ce sont:

- la cote maximum de retenue fixé à 1255,00;
- le volume du bassin d'accumulation, pour lequel on obtient 52,10⁶ m³ utiles;

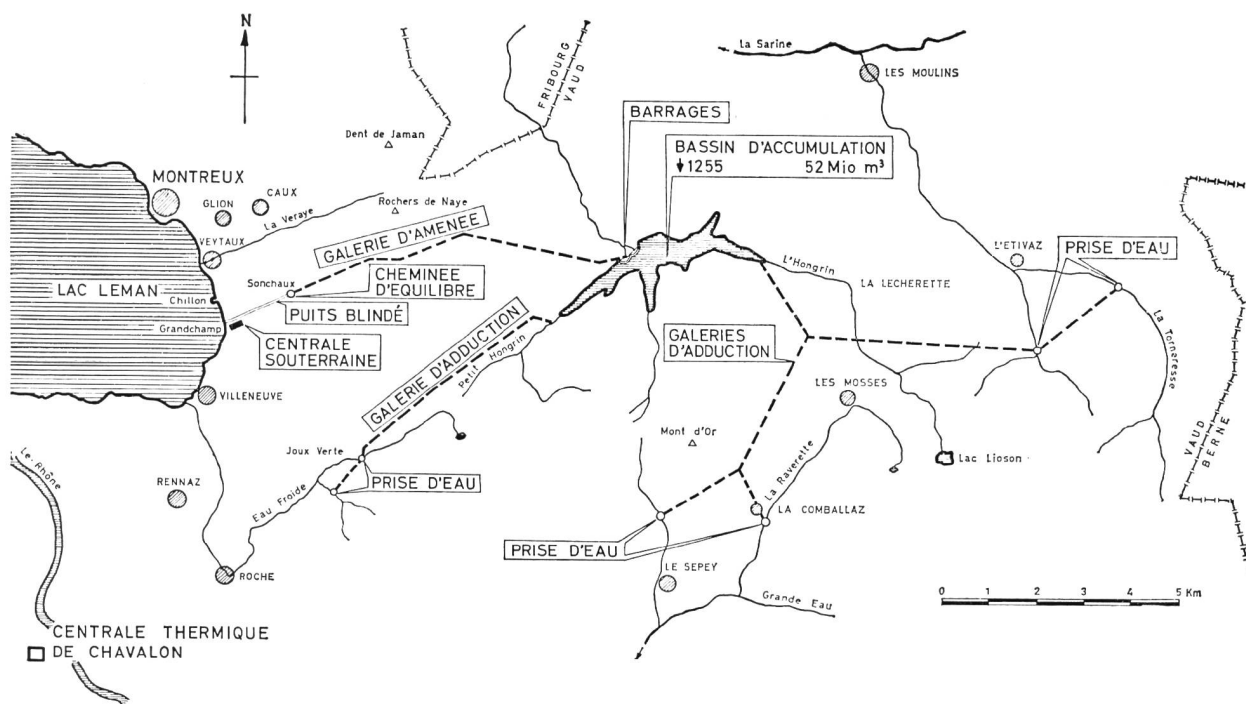


Fig. no 1 Aménagement Hongrin-Léman; plan de situation.

- la cote de restitution, niveau moyen du Lac Léman: $372,00 \pm 0,50$ m en année normale, $\pm 1,00$ m en année exceptionnelle;
- la valeur des apports naturels (compte tenu des débits réservés pour la pêche et des pertes diverses): $85,6 \cdot 10^6$ m³ pour 7 mois d'hiver, $16,4 \cdot 10^6$ m³ pour 5 mois d'été.

2. Historique

L'idée d'utiliser le site en question est relativement ancienne et dans sa première conception, l'aménagement n'était prévu qu'avec une installation traditionnelle d'accumulation. Les données ci-dessus étant connues, on avait prévu à l'époque un aménagement de 120 MW, capable de produire par année moyenne 200 à 205 GWh, pendant 1700 heures, en majeure partie en hiver et, bien entendu, aux heures de forte demande.

Les mesures effectuées au préalable pendant plus de vingt années consécutives montraient que les précipitations pouvaient parfois être insuffisantes pour accomplir ce programme et que le bassin d'accumulation ne serait pas totalement rempli une année sur dix en moyenne. Dans ces conditions, il paraissait souhaitable d'adjoindre à l'un des groupes de la centrale une pompe de moyenne puissance capable, pendant les années à faible hydraulicité, de compléter le remplissage en fonctionnant pendant les heures les plus favorables de la journée et de la saison.

Au fil des années, par l'évolution des besoins et grâce aux perfectionnements et aux possibilités de plus en plus étendues de la technique, l'idée prit naissance d'utiliser l'aménagement pour constituer, par pompage, une réserve d'énergie et de superposer ainsi un régime à courte période de pompage-turbinage, au régime annuel d'exploitation des apports naturels.

C'est ainsi qu'à la fin de 1963, on s'engageait résolument dans la voie d'un aménagement où le cycle de revalorisation par pompage pouvait être prépondérant.

A cette époque, une décision était prise en faveur de la mise en chantier immédiate d'une centrale thermique de 300 MW, première de Suisse de cette importance, à proximité de Vouvry, à 8 km de la centrale Hongrin-Léman et la concordance des deux réalisations s'imposait dans le temps comme dans la puissance installée.

La concession étant enfin accordée, la Société des Forces motrices Hongrin-Léman SA, maître de l'ouvrage, était constituée, les bases juridiques et financières étaient assurées et les premiers travaux pouvaient commencer. Mais on se trouvait confronté avec un problème technique et économique de taille: la quantité d'eau disponible pour la production cessait d'être une donnée première et la puissance nominale de la centrale était en fait remise en question.

3. Développement du projet

3.1 OBJECTIF

L'étude définitive devait donc répondre en premier lieu à la question suivante: les données intangibles de l'aménagement étant fournies, il s'agissait de déterminer une puissance des machines de production et une puissance des machines de refoulement telles que le régime à court terme de revalorisation, se superposant au régime saisonnier d'utilisation rationnelle des apports naturels accumulés, on obtienne un facteur d'utilisation maximum des groupes.

Pour y répondre, l'étude comportait le choix d'un certain nombre d'hypothèses, et la correspondance de celles-ci avec la réalité après deux ans d'exploitation de l'installation totalement achevée, est précisément le but de cet exposé.

3.2 HYPOTHESES SUR LES CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

La conception d'un aménagement de pompage-turbinage nanti de telles caractéristiques représentait à l'époque quelque chose de relativement nouveau. Notamment, le re-

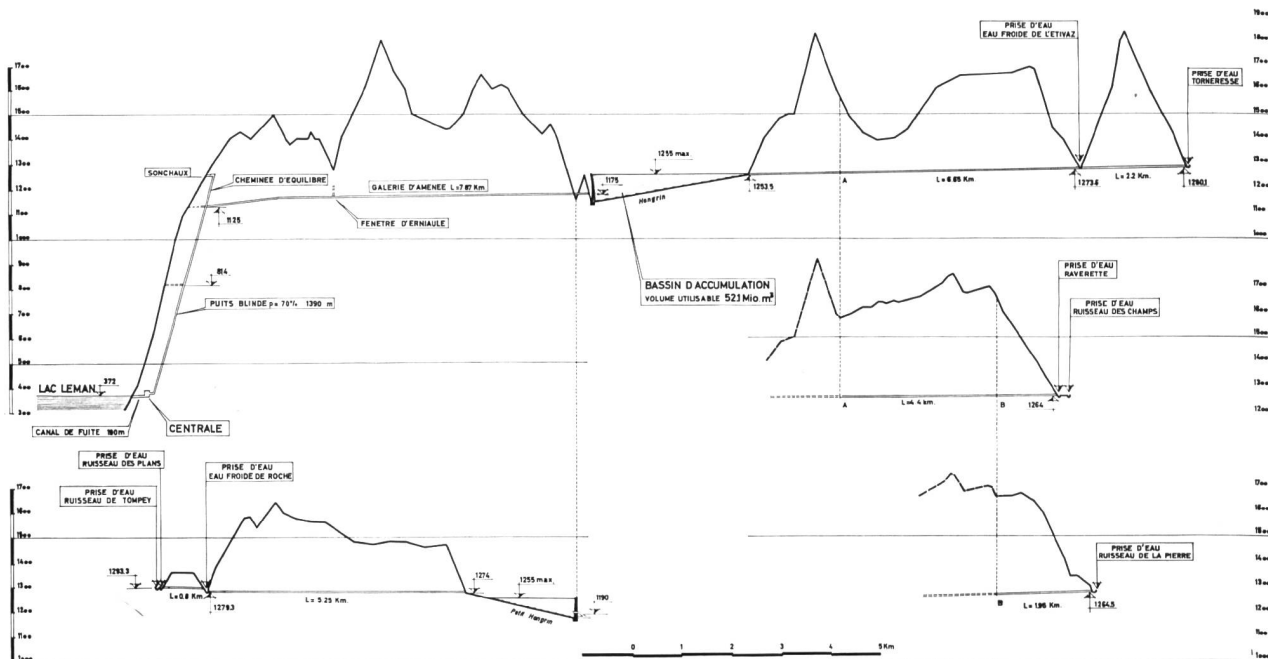


Fig. no 2 Aménagement Hongrin-Léman; profil en long.

foulement en un seul étage, par des pompes de très grande puissance, n'avait pas encore été réalisé.

On a tout d'abord évalué quel pourrait être le rendement global du cycle de pompage-turbinage. Les éléments à disposition à l'époque permettaient d'envisager une valeur de 0,70 et 0,72. Pour simplifier et prendre en même temps une position très prudente, on a admis que:

- le refoulement d'un m³ d'eau exigeait 3 kWh,
- ce même m³ serait susceptible de produire 2 kWh, exprimant ainsi un rendement de 0,67.

Le choix du facteur d'utilisation des machines principales constituait une autre hypothèse de base. Pour un équipement admis de quatre groupes, le facteur d'utilisation voisin de l'idéal se basait sur:

- une utilisation de quatre groupes pendant 210 journées d'hiver,
- une utilisation de trois groupes pendant 150 journées d'été,
- une indisponibilité annuelle pendant 5 jours,
- une exploitation à puissance maximum pendant 23½ heures par journée, ½ heure en marche à vide ou perdue aux changements de régime.

Il faudrait tendre vers un tel facteur d'utilisation. Aussi avons-nous envisagé un facteur d'utilisation plus probable qui tienne compte dans une certaine mesure des empêchements d'exploiter, tels qu'une indisponibilité imprévue d'élément de la centrale.

En outre, en cas de participation des groupes de la centrale au réglage du réseau, il intervient une réduction de production; le maître de l'ouvrage s'est, en effet, réservée cette possibilité.

En postulant un coefficient d'utilisation élevé, on valorise l'installation au maximum. Mais on doit alors s'attacher à obtenir un rendement élevé de tout élément qui entre dans le cycle. C'est pourquoi les cahiers des charges ont été sévères à cet égard et le kW de perte était pénalisé.

Un très large éventail d'hypothèses a été avancé en ce qui concerne le prix de l'énergie, prix qui, dans les calculs effectués à fin 1963 jusque dans le courant de 1964, étaient encadrés par les extrêmes suivants:

	Tarif d'heures pleines (production)		Tarif d'heures creuses (pompage)	
	en été	en hiver	en été	en hiver
Minimum	2,40	5,50	1,39	2,20
Maximum	4,00	6,60	1,82	3,30
	centimes suisses par kWh			

Malgré la dispersion de ces chiffres, il faut remarquer que le rapport entre la valeur de l'énergie en heure creuse et la valeur en heure pleine, ressort à 40% — 50% en hiver, et à 45% — 60% en été.

En dépit de la divergence des prix de base, ce rapport apparaît donc comme une valeur plus cohérente; c'est une valeur fondamentale pour la rentabilité du système et nous y reviendrons par la suite.

L'évolution conjoncturelle du prix de l'énergie n'a pas été prise en considération dans les calculs. On a implicitement admis que les prix du kWh croîtraient en proportion les uns des autres et que le résultat final ne pouvait être que favorable en regard d'un investissement qui, une fois les factures payées, ne changerait plus.

Il fallait également choisir une hypothèse concernant l'évolution de la valeur de l'énergie au cours de la journée. Les bilans énergétiques présumés font intervenir la journée moyenne d'été et la journée moyenne d'hiver; ces moyennes tiennent compte des jours fériés ou semi-fériés et se présentent comme suit:

- Hiver: 200 jours à 12½ h pleines, 11½ h creuses,
- Été: 150 jours à 10 h pleines, 14 h creuses,
- Indisponibilité ou indifférence: 15 jours par an.

Cette base est évidemment schématisée à l'extrême.

3.3 DETERMINATION DE LA PUISSANCE DE LA CENTRALE

Au moyen de ces hypothèses, il devenait possible de reprendre la question posée plus haut et de déterminer la puissance optimum de production et la puissance de pompage.

En posant que le bilan du mouvement d'eau doit toujours être satisfait, quelle que soit la puissance en jeu, et en cherchant à se rapprocher aussi près que possible de l'utilisation totale aussi bien en été qu'en hiver, avec préférence pour favoriser ce dernier, on trouve que la puissance en pompe doit être à peu près égale à celle des turbines.

Le point de savoir quelle puissance choisir ne correspond pas à un optimum aussi évident, et une large plage reste économiquement intéressante, plage qui se situe entre 200 et 250 MW. On a admis une valeur de 240 MW qui correspond à l'idée du projet initial et cadre avec l'ordre de grandeur des investissements admissibles et prévus.

Le calcul n'a pas fait intervenir la valeur d'achat et de vente de l'énergie exprimée en francs et centimes, mais seulement la durée en journée moyenne d'hiver et d'été pendant laquelle l'énergie est demandée et la durée pendant laquelle elle est offerte. On admet qu'à l'offre et à la demande correspondent deux prix moyens du marché.

Le raisonnement admet implicitement que ces prix sont suffisamment écartés pour que le rendement énergétique global du cycle pompage-turbinage reste au-dessus du rapport du prix d'énergie en heure creuse à celui de l'énergie de haute valeur.

$$\eta \geq \frac{\pi \text{ nuit}}{\pi \text{ jour}} \quad \begin{array}{l} \eta = \text{rendement global} \\ \pi = \text{prix de l'unité d'énergie} \end{array}$$

3.4 OPTIONS SECONDAIRES

L'option principale sur la puissance de la centrale étant levée, il s'agissait de se déterminer dans d'autres domaines constructifs, parmi les possibilités qui se présentaient:

- le diamètre économique des conduites est basé sur cette puissance de 240 MW en turbinage et en pompage et tient compte de l'utilisation totale;
- la tension aux bornes de l'alternateur-moteur a été proposée par le constructeur à la valeur économique de 9500 V;
- la tension de raccordement au réseau a fait l'objet de nombreux calculs et recherches. A l'époque, deux réseaux étaient facilement accessibles, un réseau général à 220 000 V et un réseau plus local à 125 000 V. Les recherches conduites par l'Energie de l'Ouest-Suisse ont démontré qu'au-delà d'une puissance de 100 MW, il était nécessaire de se raccorder au réseau 220 kV. Cette prise d'option facilitait grandement un raccordement presque direct entre la centrale de pompage-turbinage Hongrin-Léman et la centrale thermique de Vouvry, distante de 8 km à vol d'oiseau;
- nombre de groupes: le choix était assez limité; les dimensions économiques montraient que les ordres de grandeurs de 40 MW et de 60 MW étaient les plus favorables. On s'est tenu à 4 unités de 60 MW;
- genre de machine: la pompe-turbine réversible (en une seule machine) qui pouvait être envisagée a été rapidement condamnée pour divers inconvénients graves:

la puissance était réduite en turbine à 50 MW si la puissance pompe était de 60 MW, comme la possibilité de réglage était désirée, cette faculté était interdite au système pompe-turbine réversible,

la pompe-turbine réversible exigeait une machine électrique à deux vitesses,

il était nécessaire de prévoir un démarrage en pompe par le truchement d'un moteur électrique; ces deux sujétions conduisaient à une complication considérable des circuits,

en contrepartie on aurait pu obtenir un prix plus réduit des machines hydrauliques, en même temps qu'une réduction assez sensible du volume des excavations. A l'examen, ces avantages n'ont, à l'époque, pas réussi à emporter la décision.

- disposition des groupes: ayant admis les groupes à trois machines, dont l'une était nécessairement une turbine Pelton à quatre jets, on pouvait néanmoins choisir entre le groupe à axe vertical et le groupe à axe horizontal; le groupe à axe vertical présentait un certain nombre d'avantages, par exemple l'étage de mise en charge était incorporé à la machine principale et la pompe présentait de ce fait une sécurité hydraulique plus grande; par contre, il conduisait à une pivoterie plus délicate et à une infrastructure de la centrale descendant à 20 m en-dessous du niveau du lac Léman. Il faut signaler à ce sujet que la géologie du site engageait vivement les responsables du projet à restreindre, dans la mesure du possible, la profondeur à excaver;
- la vitesse de rotation était fixée pour la turbine à 600 t/min; deux solutions se présentaient pour la pompe: la même vitesse de 600 t/min, solution retenue, contre une vitesse de rotation de 750 t/min, qui eût exigé une machine électrique à deux vitesses; outre la complication déjà évoquée, on pouvait prévoir des pertes additionnelles non négligeables de 150 kW en production et de 350 kW en marche en pompe;
- couplage de la pompe: il est nécessaire de découpler la pompe pendant la marche en production, sous peine d'absorber une puissance à vide trop considérable. On pouvait:
 1. prévoir le couplage ou découplage à l'arrêt, l'opération prenant entre 7 et 10 min, et nécessitant un dispositif bien conçu de freinage; la solution aurait présenté par contre l'avantage de la simplicité et du bon marché;
 2. procéder au couplage au vol par un système à denture; on prévoyait un passage de turbine en pompe en moins de 2 minutes, et 100 secondes pour la manœuvre inverse, mais il s'ensuivait une majoration importante de prix pour chaque groupe;
 3. accoupler les machines au moyen d'un convertisseur hydraulique, ce qui permettait de raccourcir encore les temps de passage d'un régime à l'autre à 20 ou 30 secondes, mais exigeait un supplément de prix encore beaucoup plus important.

En définitive, c'est la seconde solution qui a été choisie par le maître de l'œuvre, qui ne voulait pas perdre les avantages apportés par le passage rapide d'un régime à l'autre, soit pour mettre à profit très rapidement une baisse de la demande d'énergie, soit au contraire pour porter secours au réseau en cas d'incident;



Fig. no 3
 Vue aérienne du double
 barrage voûte et d'une partie
 du lac d'accumulation Hongrin.

- machines auxiliaires d'entraînement : la disposition horizontale avec turbine Pelton «hors d'eau» exigeait la présence séparée d'une pompe de mise en charge plongeant dans le canal de fuite et amenant une pression d'une vingtaine de mètres de colonne d'eau à l'entrée de la pompe principale; bien qu'en régime de pompage l'énergie primaire soit d'origine électrique, l'entraînement de cette pompe de mise en charge, d'une puissance de 2 à 3 MW, est effectué par une turbine Pelton branchée sur le collecteur principal; en effet, cette solution conduit à une sécurité de marche beaucoup plus grande; le déclenchement de la pompe de mise en charge constitue un réel danger pour la pompe principale; il était tout naturel d'adopter aussi une petite turbine Pelton pour le lancement de la pompe principale et amener à vide son rotor, préalablement dénoyé, à la vitesse du synchronisme;
- conduite de l'usine: les changements de

régime sont des opérations très complexes qui doivent être menées très rapidement avec un maximum de sécurité. Il est évident qu'une automatisation poussée s'imposait, et c'est bien ce qui a été réalisé, chaque changement de régime se commandant à la main par un seul bouton-poussoir.

La marche de l'usine est surveillée par un ordinateur qui fait les lectures périodiques de contrôle utiles, transcrit toutes les modifications de position et les incidents de marche qui interviennent.

4. Sujets en cours de construction

4.1 EVOLUTION DU PROJET EN COURS DE CONSTRUCTION

Sans être révolutionnaire, la conception d'une pompe capable de refouler 6 à 7 m³/s sous une hauteur manométrique comprise entre 900 et 800 m de CE, était, en 1964, représentative d'une technique avancée. Entre concep-

tion et réalisation, aucune nouveauté fondamentale n'est intervenue, de sorte que les machines correspondent à l'offre initiale sauf en ce qui concerne leurs performances. En effet, le débit est franchement supérieur (environ 9%) à la valeur exigée, ce qui n'a pas été sans créer certains inconvénients au niveau d'organes secondaires, tels que la pompe de mise en charge. Celle-ci d'un type plus courant, partant plus strictement calibrée, dut faire face à ces conditions de débit inattendues. Il en est résulté la nécessité de quelques adaptations et une mise au point relativement longue.

L'opération de «dénoyage» (chasse de l'eau hors de la pompe principale en rotation) pour permettre le lancement du rotor de la pompe et la manœuvre de l'accouplement en l'absence d'efforts d'entraînement importants, était nouvelle pour une pompe à cinq étages. La solution finale a été plus simple que l'agencement initialement prévu.

4.2 DIFFICULTES TECHNIQUES ET EVOLUTION DE LA CONSTRUCTION

Tout ouvrage d'une telle ampleur est voué à rencontrer un certain nombre d'imprévus; bien rares sont les travaux réalisés au-dessous du prix de revient estimé à l'origine. L'aménagement Hongrin-Léman n'a pas échappé à cette règle et il s'est vu grevé, en plus, des hausses du coût de la construction, hausses dont le taux est lui-même croissant et qui ont diversement affecté les éléments de l'ouvrage.

L'analyse des divers facteurs sort du cadre de cet exposé. Bornons-nous à enregistrer le résultat global: une augmentation de l'ordre de 50% sur le montant général de l'investissement, dont 18—20% peuvent être mis à charge de l'élévation générale des prix.

Ceci fausse les calculs économiques et les prévisions développés en 1964, car le prix de l'énergie lui, n'a pas évolué dans la même mesure. Par contre, tout calcul basé sur les taux relatifs offre/demande de l'énergie, reste valable.

5. Exploitation

5.1 MISE EN SERVICE

La mise en service successive des groupes, en turbinage d'abord, puis en pompage, s'est échelonnée du 3 février 1970 au 30 avril 1971. La disponibilité technique est allée en croissant pour atteindre la disponibilité quasi-totale à fin 1971 pour les turbines, et mars 1972 pour les pompes.

A ce jour, la période transitoire de mise en routine est donc à peine franchie.

Le tableau de l'annexe I indique, abstraction faite des premiers mois, l'utilisation réelle de la centrale, exprimée en unités énergétiques et en % des énergies prévues selon l'hypothèse de plausibilité indiquée plus haut.

On a fait ressortir sur le tableau les résultats obtenus du 1er mars 1971 au 29 février 1972 et leurs totaux. Pendant ce même laps de temps, on a réellement obtenu une disponibilité technique des groupes de 87% pour l'appareillage de production, et de 80% pour les pompes.

La production réelle (turbinage), en regard de l'utilisation probable a été de 71,8%.

L'énergie fournie aux pompes (refoulement), en regard de l'utilisation probable, a été de 62,5%.

Les chiffres apparaissant dans le tableau et la figure 4 donnent une représentation graphique des possibilités et des réalités.

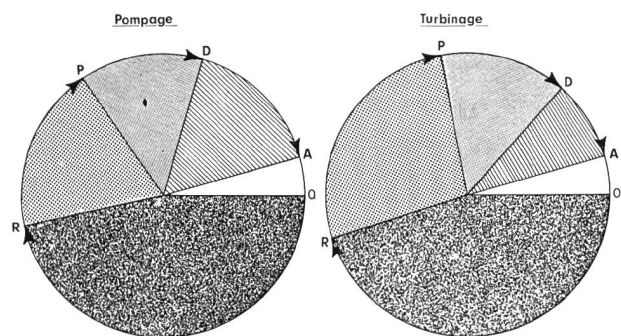


Fig. no 4
Représentation des valeurs de l'énergie produite et consommée en regard des possibilités et des hypothèses

Toute la surface du cercle = exploitation ininterrompue

- A—O Perte d'énergie par les temps morts minimum
- O—D Disponibilité technique réelle pour l'année 1971/1972
- O—P Utilisation probable estimée
- O—R Réalisé année 1971/1972

Un tel résultat obtenu deux ans après la mise en eau définitive de l'installation, peut être considéré comme satisfaisant.

5.2 INTEGRATION DE LA CENTRALE DANS LE RESEAU DE LA SUISSE ROMANDE

La Suisse se trouve dans une situation particulière au point de vue de la répartition de la production de l'énergie électrique au long de la journée.

La puissance hydraulique installée (10 000 MW) est actuellement, et encore pour des années, très au-dessus de la pointe maximum de consommation (4800—4900 MW); bien que cette puissance installée ne soit pas disponible à chaque instant et à toute époque, la couverture des pointes est amplement assurée. La capacité des bassins d'accumulation saisonnière (23% de la consommation actuelle de la Suisse) permet de couvrir tous les besoins au-dessus de l'énergie de base et présente un excès dont l'exportation est commercialement intéressante.

En hiver, la demande d'énergie de nuit est supérieure à la puissance des centrales à puissance constante, de sorte que les réseaux helvétiques ont intérêt à importer de l'énergie de nuit en hiver.

Toutes proportions gardées, le réseau de la Suisse romande auquel la centrale de Veytaux est incorporée présente les mêmes caractéristiques.

Il ne faut évidemment pas mettre les pompes en service, alors que l'une ou l'autre centrale d'accumulation fournit son apport. Cela reviendrait à transférer de l'eau d'un lac dans l'autre.

De cette situation à première vue paradoxale, il résulte que le prix de revient du kWh à utiliser en heures creuses pour le pompage, est, compte tenu non seulement de son prix contractuel d'achat mais de tous les frais d'exploitation inhérents, voisin ou au-dessus de 70% du prix auquel l'énergie est vendable en heures pleines.

$$\text{On se trouve dans la situation où } \frac{\pi \text{ achat} + \text{frais}}{\pi \text{ vente}} \geq \eta$$

est inverse de la position souhaitée.

Le cycle de pompage-turbinage techniquement correct n'est commercialement pas toujours valable.

Par contre, la mise en service de centrales nucléaires, puissantes et nombreuses, modifiera cette situation progressivement en faveur de la rentabilité du cycle de pompage-turbinage.

MOIS	PREVISIONS Avec coeff. d'utilisation plausible 4 groupes disponibles en hiver 3 groupes disponibles en été				EXPLOITATION Progressivement de 1 à 4 groupes				PROPORTION de l'utilisation en fonction des prévisions			
					Wp		Wt		Wp		Wt	
	tp h	tt h	Wp GWh	Wt GWh	1970/71 GWh	1971/72 GWh	1970/71 GWh	1971/72 GWh	1970/71 %	1971/72 %	1970/71 %	1971/72 %
Octobre	320	366	61,4	70,3	6,1	46,4	23,2	36,9	10	76	33	52
Novembre	320	366	61,4	70,3	34,0	39,2	47,4	44,1	55	64	67	63
Décembre	320	366	61,4	70,3	48,5	60,8	46,7	49,6	79	99	66	71
Janvier	320	366	61,4	70,3	52,4	55,1	43,5	61,1	85	90	62	87
Février	320	366	61,4	70,3	10,0	50,3	26,3	42,3	16	82	37	60
Mars	319	366	61,4	70,2	25,8		26,0		42		37	
Avril	319	366	61,3	70,2	39,0		44,3		64		63	
Hiver 4800 h	2238	2562	429,7	491,9	316,6		304,3		73,7		61,9	
Mai	434	287	62,5	41,3	27,7		30,9		44		75	
Juin	434	287	62,5	41,3	44,9		29,8		72		72	
Juillet	434	286	62,4	41,2	73,0		13,1		117		32	
Août	433	286	62,4	41,2	57,4		26,3		92		64	
Septembre	433	286	62,4	41,2	13,2		32,6		21		79	
Été 3600 h	2168	1432	312,2	206,2	216,2		132,7		69,3		64,3	
8400 h	4406	3994	741,9	698,1	532,8		437,0		71,8		62,5	

LEGENDE: tp = durée de fonctionnement en pompage
tt = durée de fonctionnement en turbinage (en h par mois ou par an)
Wp = énergie consommée pour le pompage (en GWh par mois ou par an)
Wt = énergie consommée pour le turbinage

6. Conclusions

Le rôle d'une centrale de pompage-turbinage dans le «contexte» de la Suisse romande et des réseaux limitrophes n'est pas indispensable pour le moment en ce qui concerne la puissance; celle des usines d'accumulation de la région alpestre (Suisse-Italie-France) est encore, pour un certain nombre d'années, suffisante pour couvrir les pointes.

En revanche, la fonction de mettre de l'énergie en réserve, c'est-à-dire de transférer dans le temps, est dès à présent nécessaire et progressivement utilisée.

Un aménagement hydroélectrique, tel Hongrin-Léman, est construit pour une durée très longue, quatre-vingts ans en principe, durée de la concession; si sa rentabilité commerciale n'est pas encore affirmée, sa justification, au point de vue énergétique, est entière. L'exploitant se propose donc d'y traiter jusqu'à 750 GWh/an et d'en restituer ainsi 536 aux heures les plus favorables en plus des 203 GWh des apports naturels, chiffres au-dessus du seuil de probabilité admis dans le projet définitif. L'heure viendra où son utilisation sera pleinement rentable.

On peut donc dire que cette construction venait à son heure malgré tout, affirmation renforcée par l'accélération imprévisible du renchérissement de la construction, accélération qui s'est manifestée dès avant la fin des travaux.

BIBLIOGRAPHIE

- Production et consommation d'énergie électrique en Suisse pendant l'année hydrographique 1970/71; (communiqué par l'Office fédéral de l'économie énergétique, Berne; paru au Bulletin de l'ASE No 8/1972).
- Möglichkeiten und Aussichten für Pumpspeicherwerke in der Schweiz; (conférence de M. Dr. M. Oesterhaus, Directeur de l'Office de l'économie hydraulique, prononcée le 17 Novembre 1971 à Baden).
- Le rôle des centrales nucléaires dans un réseau hydroélectrique — Expériences et perspectives en Suisse; (par MM. H. Goldsmith, Zurich, et H.-A. Luder, Laufenburg; paru au Bulletin de l'ASE No 7/1972).
- Les besoins énergétiques de la Suisse, croissance et couverture; (communiqué par l'Office fédéral de l'économie énergétique; paru au Bulletin de l'ASE No 7/1972).
- Communications relatives à l'Aménagement Hongrin-Léman: Bulletin de l'ASE No 16 du 5. 8. 1967, page 734
Bulletin de l'ASE No 24 du 25. 11. 1967, page 1110
Bulletin de l'ASE No 9 du 29. 4. 1972, page 484
Bulletin Technique de la Suisse Romande No 24 — 1965
Travaux, Sciences et Industries No 401, sept. 1968
Water Power, May/September 1970

Avec la collaboration de l'Energie de l'Ouest-Suisse, Société exploitante de l'Aménagement Hongrin-Léman.

Adresse de l'auteur:

Ls-W. Cousin, ingénieur EPFL,
CETP — 7, rue St-Martin,
1002 Lausanne, Suisse

EINWEIHUNG DES KERNKRAFTWERKS MÜHLEBERG DER BKW

DK 621.384.2

Am 3. April 1973 fand die Einweihung des dritten Atomkraftwerkes der Schweiz statt, des der Bernischen Kraftwerke AG gehörenden Kernkraftwerkes Mühleberg, in der Nähe der Wasserkraftanlage Mühleberg an der Aare gelegen, also eine ähnliche Disposition wie bei den Kernkraftwerken Beznau I und II der NOK. Ueber die technischen Anlagen ist in dieser Zeitschrift bereits eingehender berichtet worden¹, so dass wir uns hier auf die Ein-

weihung beschränken. Der einige hundert Personen zählenden Gästeschar wurde vorerst in kleinen Gruppen ein Besuch der Anlagen geboten, gefolgt vom währschafften Mittagessen im Gasthof Bären in Laupen.

Der einleitenden Ansprache von Verwaltungsratspräsident W. F. Siegenthaler, die vor allem der Begrüssung prominenter Gäste galt, entnehmen wir auszugeweise folgende Bemerkungen:

«Es ist bedauerlich, dass es fanatischen Umweltschützern und uneinsichtigen Oppositionellen verschiedener

¹ WEW 1969 Seite 1/9 (Mühleberg)