

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	77 (1986)
Heft:	9
Artikel:	Gestion énergétique des lacs d'accumulation
Autor:	Savary, J.-L.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-904193

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: 28.01.2026

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

Gestion énergétique des lacs d'accumulation

J.-L. Savary

Chaque aménagement a des caractéristiques bien connues, mais son exploitation se déroule dans un contexte essentiellement aléatoire: les apports d'eau, la demande d'électricité et les prix de l'énergie. Pour rechercher un optimum économique tout en respectant la sécurité d'alimentation, on ne peut plus se contenter des notions traditionnelles d'heures pleines et d'heures creuses ou de courbes de charge journalières. Le cas particulier du pompage-turbinage est examiné également.

Wohl sind die technischen Eigen-schaften von jeder Anlage bekannt, doch die Betriebsführung wird wesentlich durch zufällige Parame-ter beeinflusst: Wasserzufluss, Stromverbrauch und Energiepreis. Es genügt heute nicht mehr, nur von den traditionellen Begriffen Hochlast- und Schwachlaststunden oder Tagesbelastungskurven auszugehen, um das wirtschaftliche Optimum bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu bestimmen. Auch der Sonderfall des Pumpen-Turbinenbetriebs wird behandelt.

Conférence présentée lors de la Journée ASE sur le «Stockage d'énergie à grande échelle», le 20 mars 1986 à Berne.

Adresse de l'auteur

J.-L. Savary, ing. dipl. EPFL, S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Case postale 1048, 1001 Lausanne.

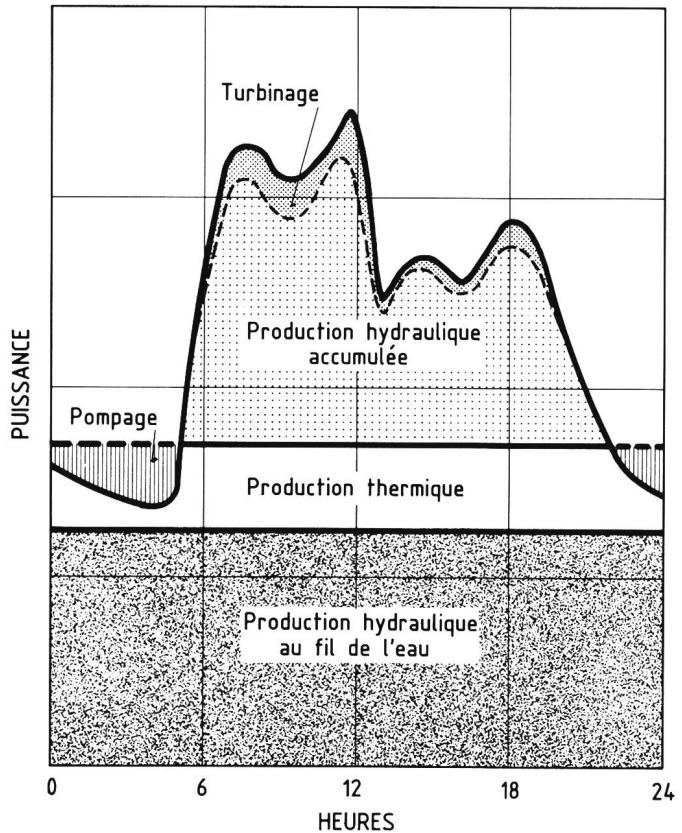
1. Introduction

Le rôle que jouent, dans l'approvisionnement en électricité, les lacs d'accumulation dont notre pays a su se doter abondamment est en général connu dans ses grandes lignes. On parle volontiers d'énergie de haute qualité (sans toujours savoir ce que ce terme signifie exactement) et on admet que ces aménagements sont destinés à être remplis en été puis utilisés en hiver pendant les heures de jour, c'est-à-dire les heures pleines, par opposition aux heures de nuit ou de fin de semaines, dites heures creuses. La figure 1 est la représentation graphique la plus classique et la plus répandue de ces principes élémentaires. On y a représenté

également la fonction du «pompage-turbinage», considéré généralement comme un moyen simple et pratique de convertir de l'énergie de «basse qualité» en énergie de «pointe» (le graphique illustre bien le sens de ce dernier terme). L'exposé qui suit devra malheureusement faire justice de cette idée sommaire, et démontrer aussi qu'une représentation moins traditionnelle des problèmes d'énergie électrique est mieux adaptée aux possibilités d'aujourd'hui.

A l'époque de la construction des grands barrages, une gestion fondée sur les critères simples énoncés plus haut avait encore bien des chances de donner les meilleurs résultats. Chaque

Fig. 1
Diagramme de charges d'un jour d'hiver



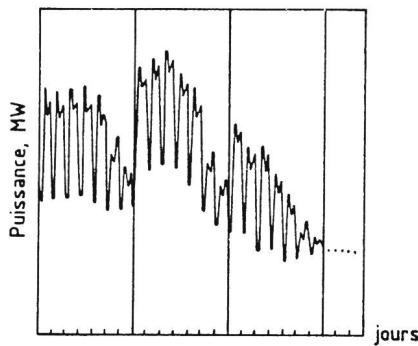


Fig. 2 Diagramme de charges pour plusieurs semaines

aménagement pouvait, et souvent devait, être géré selon ses caractéristiques propres (être en quelque sorte «optimisé» pour lui-même). Depuis lors, la situation énergétique générale a considérablement changé. Pour ce qui concerne l'électricité et notre pays particulièrement, on a assisté à une évolution:

- négative, en ce sens que, face à une consommation sans cesse croissante, la production indigène, et notamment hydraulique, est devenue de plus en plus insuffisante;
- positive, grâce au développement des réseaux à très haute tension interconnectés, qui rendent possibles des échanges sur une échelle toujours plus large; on ne saurait d'ailleurs trop insister sur l'impérieuse nécessité de poursuivre ces efforts avec détermination si l'on se soucie un tant soit peu de notre approvisionnement futur.

Dans ce nouveau contexte, la responsabilité du gestionnaire face aux nécessités d'une alimentation *sûre* et *économique* (conditions qui, elles, n'ont pas changé) devient de plus en plus lourde et il doit chercher des moyens de serrer toujours de plus près une réalité complexe et fluctuante.

2. Principes de gestion

La plupart des paramètres intervenant dans la gestion d'un lac d'accumulation sont de nature essentiellement aléatoire: les apports d'eau, la demande d'électricité et les prix (disons plutôt: la valeur) du kWh sur le marché peuvent varier très fortement et rapidement. Cependant, les conditions aux limites imposées à son exploitation sont, elles, draconiennes. Citons les deux exemples les plus évidents:

- le déversement en fin de période de remplissage doit être évité absolument, car il représente une dilapidation d'énergie inadmissible; or, si l'on n'y prend pas garde assez tôt, le lac peut se trouver à un niveau de remplissage, certes réjouissant en soi, mais tel que la place manque pour des apports dépassant la capacité d'évacuation correspondant à la puissance installée de l'usine;
- la vidange prématuée avant la fin de l'hiver n'est pas admissible, même s'il reste globalement assez d'énergie grâce à d'autres lacs gardés en réserve; en effet, c'est alors la totalité de la puissance de l'aménagement vide qui fera défaut; on ne peut pas «commuter» d'un réservoir sur un autre comme on le ferait avec des citerne à mazout, par exemple.

Le diagramme de charges journalier (fig. 1) illustre bien la faculté de la production sur accumulation de s'adapter à tout instant à la demande aléatoire mais il ne représente qu'une situation momentanée. Le gestionnaire pourra certes en tirer des indications utiles pour le lendemain, mais il ne saurait y trouver un outil de gestion praticable pour une plus longue période, comme le montre la figure 2.

En fait, et sans vouloir introduire ici un paradoxe trop discordant par rapport au thème de cette journée, on ne devrait pas considérer les lacs d'accumulation comme un stockage d'énergie. Ce sont plutôt des éléments d'un système permettant de combiner entre elles trois grandeurs fondamentales et interdépendantes: la puissance, le temps et l'énergie. (De même, l'activité des entreprises d'électricité ne consiste pas à produire et à vendre des kWh, mais à assurer un *service* composé précisément de ces trois éléments.)

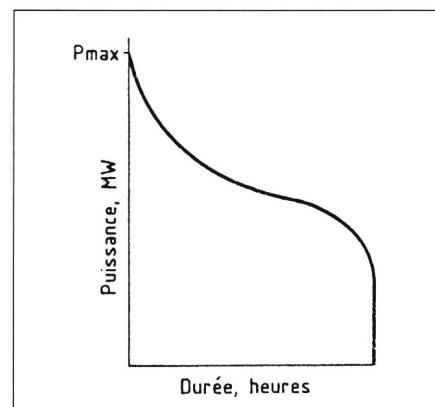
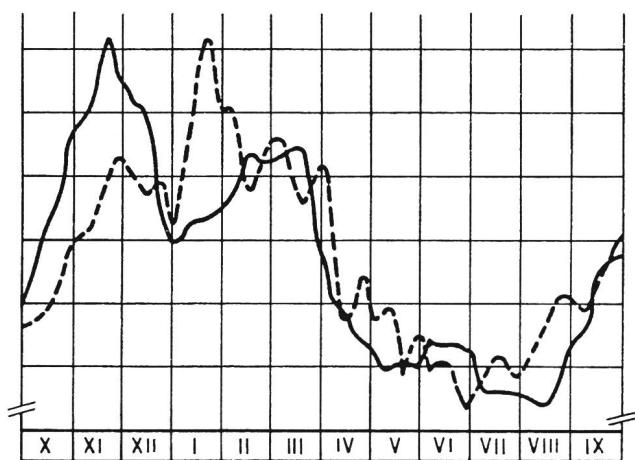


Fig. 3 Courbe de puissances classées (forme générale)

En faisant subir à la courbe de charges une sorte de transposition, dans laquelle on remplace, en abscisse, la notion de temps défini qui s'écoule par celle de durée, et où on range les puissances par ordre décroissant, on crée «l'outil» principal de la gestion énergétique: la courbe de *puissances classées* (fig. 3). Cette représentation permet d'apprécier les facteurs puissance-temps-énergie, ainsi que les relations entre eux, sur une période quelconque (jour, mois, saison, année) et de circonscrire, en quelque sorte, les éléments aléatoires. Examinons, par exemple, la consommation d'un réseau sur toute une année. La figure 4 présente deux variantes possibles de l'évolution de la demande (exprimée en MWh/jour, autrement dit en puissance moyenne journalière), pour une énergie totale annuelle rigoureusement identique par hypothèse. Lorsqu'on les traduit dans un diagramme de puissances classées, ces deux variantes, si dissemblables en temps réel, n'en font

Fig. 4
Consommation annuelle d'un réseau en temps réel; deux variantes pour une énergie totale identique



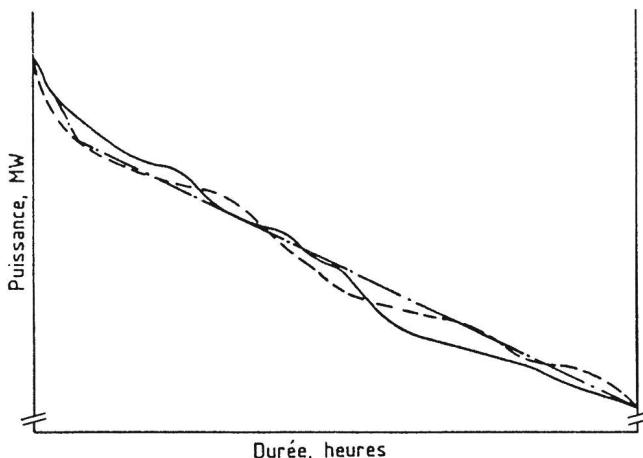


Fig. 5 Les deux variantes de consommation de la figure 4, mais sous forme de puissances classées

pratiquement plus qu'une (fig. 5). Même après simplification en une ou plusieurs droites (trait mixte), le gestionnaire dispose ainsi de tous les éléments significatifs lui permettant de préparer l'engagement de ses moyens de production, notamment de gérer ses réserves accumulées.

Voyons, dans un cas volontairement simplifié, comment cela peut se pratiquer. La figure 6 représente le total des engagements prévus par une entreprise d'électricité pour un hiver. Ceux-ci se composent de la consommation propre et de ventes contractuelles dans la période des 2000 heures supposées les plus chargées. On peut construire un même diagramme (fig. 7) avec les disponibilités (productions et achats). Notons alors que l'axe des abscisses conserve exactement la même signification que dans le cas précédent, c'est-à-dire que les durées se réfèrent toujours aux puissances de consomma-

tion, et non de production; il en résulte qu'on n'a pas forcément ici une courbe monotone décroissante (refoulements des consommateurs auto-producteurs sur la partie droite du diagramme). La puissance modulable des aménagements à accumulation (désignés par des lettres) est concentrée sur la gauche, car on considère a priori qu'elle doit servir à couvrir les charges les plus élevées. La superposition des deux diagrammes (fig. 8) fait apparaître le rôle que peut jouer le pompage-turbinage, ainsi que les excédents et les découverts restants. Ceux-ci sont maintenant bien situés: on sait s'ils se manifesteront à la «pointe» ou bien aux moments des charges moyennes ou faibles, soit en jargon de spécialiste dans la zone des 1000, 3000 ou 5000 heures. On voit apparaître ici les éléments qui caractérisent précisément cette notion un peu abstraite qu'est la «qualité» de l'énergie.

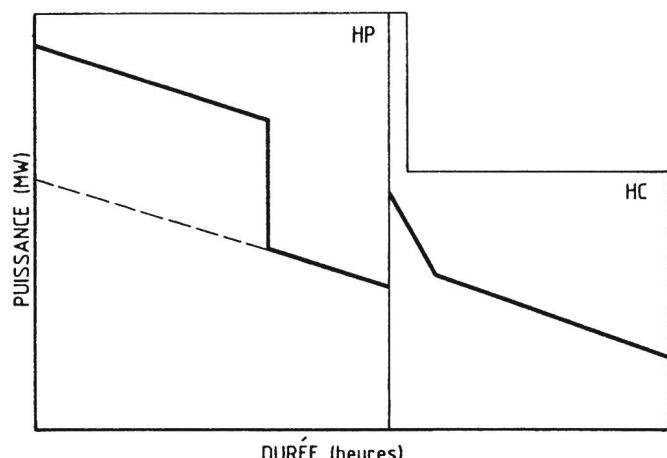


Fig. 6 Budget des fournitures et ventes pour un hiver
Puissances classées simplifiées
HP heures pleines HC heures creuses

3. Principes d'optimisation économique

La figure 9 est un bilan de puissances pour un hiver (scindé en trois parties pour des raisons pratiques de gestion) obtenu exactement selon les méthodes décrites au chapitre précédent mais pour un système plus complexe, plus proche de la réalité. On n'a pas représenté les puissances absolues mais seulement la différence entre disponibilités et engagements totaux; en revanche, l'axe des abscisses (durées) se réfère toujours à des charges décroissantes.

Compte tenu de la manière dont on a disposé la production possible des ouvrages à accumulation, le gestionnaire a maintenant la faculté d'utiliser leur souplesse d'exploitation pour combler des découverts à l'aide d'excédents situés plus à gauche dans le diagramme. Cette opération correspond à

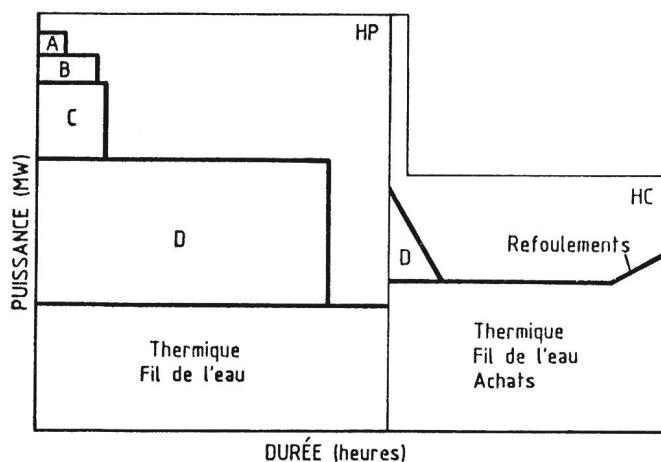


Fig. 7 Budget des productions et achats pour un hiver
Puissances classées simplifiées

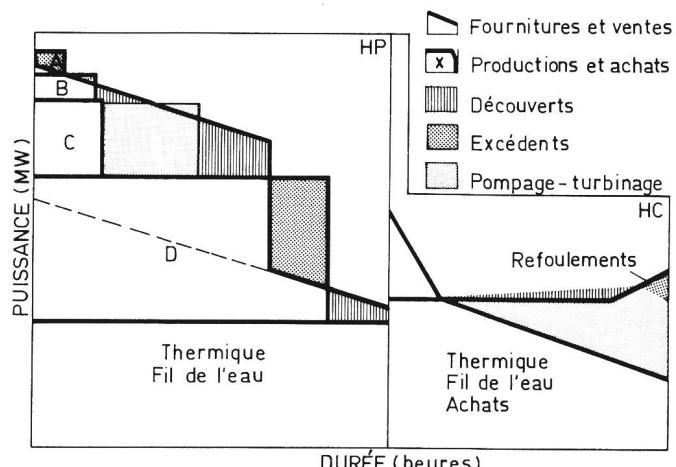


Fig. 8 Bilan des engagements et des disponibilités pour un hiver
A...D aménagements à accumulation
C aménagement à accumulation avec installation de pompage-turbinage

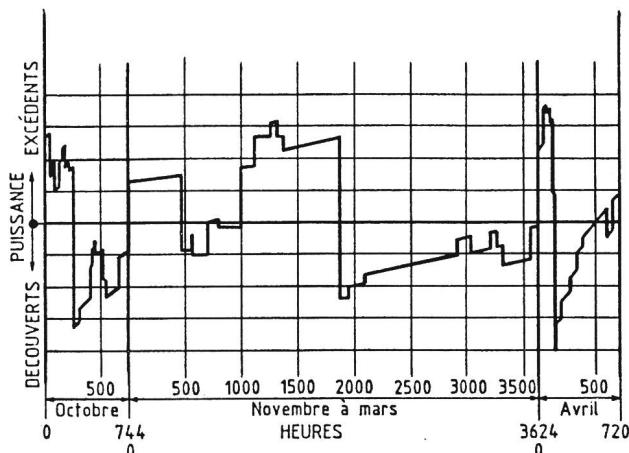


Fig. 9
Bilan des puissances
pour un hiver

partenaire en affaires de tendre lui aussi vers l'optimisation de son propre système, aux caractéristiques différentes. Dans un cas, la vente de quelques MWh excédentaires de «pointe» permet de renoncer ailleurs à la mise en service d'une turbine à gaz coûteuse; une autre fois, l'achat d'énergie de basse qualité évite les inconvénients techniques et économiques d'une baisse de puissance nucléaire, etc. Qu'on ne se trompe pas sur l'ampleur des économies ainsi réalisées. Pour la Suisse seulement, elles se chiffrent par dizaines de millions de francs par an.

une certaine «dégradation» de la qualité de l'énergie accumulée par rapport au cas idéal ayant servi de base à l'établissement du bilan. On comprend que des découverts ne peuvent pas être comblés par des excédents situés plus à droite dans le diagramme, sauf au moyen d'installations de pompage-turbinage (mais alors avec perte d'énergie).

La question primordiale qui se pose maintenant au gestionnaire est la suivante: est-il opportun, économiquement, de procéder toujours à cette «dégradation»? En effet, le vaste marché qu'a créé la construction du réseau interconnecté offre d'autres possibilités. On peut presque toujours vendre l'énergie correspondant à la puissance excédentaire et acheter celle qui résulte des découverts. La figure 9 montre par avance (par exemple au moment de l'établissement du budget) que toute une série de décisions de ce type devra être prise au cours de l'hiver et il peut être intéressant d'en estimer déjà les modalités et les effets. Mais l'expérience enseigne qu'il est bon de garder un certain degré de liberté pour le cours de l'exercice.

Le critère de décision réside bien entendu dans les prix du marché. Si ceux-ci variaient de façon déterminée et univoque en fonction des charges du réseau, le problème deviendrait tout à fait trivial: il faudrait toujours acheter et vendre plutôt que de «dégrader». Mais il n'en est pas ainsi et les prix, tout en étant liés aux charges des réseaux, c'est-à-dire au coût marginal des moyens de production qu'il faut successivement engager pour satisfaire une demande croissante, présentent une forte composante aléatoire. De nouveau, on s'efforcera de saisir au moins l'enveloppe de ces variations, à

l'aide de courbes de prix classés. Or ces courbes ne coïncident jamais exactement avec celles des puissances classées. De plus, une gestion avisée tiendra compte du fait que les prix d'achat seront en général plus élevés que les prix de vente pour une même qualité d'énergie. La combinaison correcte et cohérente de tous ces éléments aléatoires, avec les nombreuses itérations et simulations qu'elle suppose, sont du ressort d'un ordinateur judicieusement programmé. Celui-ci pourra se prononcer à tout moment, avec un certain taux de probabilité et en fonction des hypothèses et des modèles qui lui auront été donnés, sur l'opportunité de telle ou telle opération envisagée au fil des jours. Il pourra également dégager des possibilités pour l'utilisation à bon escient des installations de pompage-turbinage, traitées au chapitre suivant.

Il reste que l'ordinateur ne fait pas tout! N'ayant plus, sur son axe du temps, des heures et des jours bien déterminés mais seulement des durées sans nom, le gestionnaire doit encore faire appel à ses observations, son expérience et parfois, il faut bien le dire, à la chance pour déterminer dans quelle partie du diagramme de puissances classées se situe le présent qu'il doit affronter. De plus, il lui appartient de définir les hypothèses et les conditions aux limites qui serviront de référence à tout le système. Rien d'étonnant donc à ce que ce métier reste toujours passionnant.

Il est important de souligner que toutes les fois qu'une entreprise effectue une opération d'achat ou de vente dans un but d'optimisation et en se fondant sur les prix du marché, elle réalise non seulement une économie au profit de ses propres consommateurs mais elle permet encore à son

4. Le pompage-turbinage

Cette désignation abrégée est utilisée pour les aménagements capables de refouler de l'eau dans un bassin supérieur, sur la totalité de la hauteur de chute et à partir de l'usine même où elle sera ensuite turbinée. Ceci par opposition au «pompage d'accumulation» permettant simplement de capturer des apports d'eau à une cote inférieure au niveau du lac d'accumulation.

Si l'on ne considère que l'énergie, l'aménagement de pompage-turbinage n'est pas un moyen de production mais bien un *consommateur*: l'énergie électrique qu'il restitue est en effet généralement comprise entre les deux tiers et les trois quarts de celle qui a été utilisée pour actionner les pompes. Mais c'est un pompage dit «libre», en ce sens qu'il n'est pas directement lié à des quantités d'eau disponibles à un moment donné, et qu'il peut être engagé en fonction des seuls besoins de la gestion énergétique. Quels sont ces besoins, et dans quelles conditions est-il légitime de perdre de l'énergie pour améliorer sa gestion?

Une première idée, malheureusement assez répandue, se limite à l'aspect purement commercial: moins d'énergie mais à un moment où elle est beaucoup plus chère, donc meilleur profit. Cela signifierait création de revenu sans création de richesse ou de service, et on sait comment cela s'appelle. La figure 8 permet de remettre les choses à leur place, en les situant dans leur vrai contexte: celui non pas du stockage d'un produit mais du fonctionnement d'un *système* assurant le *service* puissance-durée-énergie. Si les prix, exprimés certes en ct./kWh pour des raisons évidentes de commodité, sont d'autant plus élevés que la production se situe dans une zone de fortes charges (partie gauche du dia-

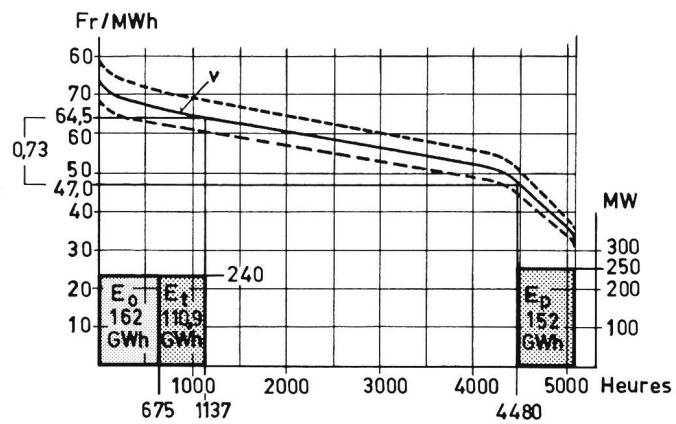
gramme), ce n'est pas parce que la valeur intrinsèque de l'unité d'énergie serait plus grande, mais bien parce que la composante «puissance» intervient de manière plus marquée dans l'évaluation du service global rendu.

La figure 8 illustre également les effets d'une caractéristique assez largement répandue des installations de pompage-turbinage et notamment de celles de notre pays: comme il s'agit d'aménagements mixtes, c'est-à-dire fonctionnant également grâce à des apports naturels, le pompage ne permet pas de produire de l'énergie de «pointe» comme semblait le promettre le diagramme de la figure 1. Il permet seulement de prolonger la durée d'utilisation d'une puissance déjà existante, et ceci vers une zone de valeur moindre. Plus on pompe, moins l'énergie pompée a de valeur et plus l'énergie de pompage coûte cher!

Nous arrivons ainsi, pour terminer, aux critères de rentabilité de l'opération «pompage-turbinage».

Dans la figure 10, on a conservé en abscisse les durées en heures se référant toujours aux charges de consommation décroissantes et on a reporté, en ordonnée, les prix ou *valeurs* de l'énergie correspondante. Dans le cas théorique idéal, le premier kWh sera pompé au temps T_1 et les kWh suivants (dE_p) s'ajouteront, aux temps T_x , en direction de la gauche, sous une puissance maximale P_p . A l'inverse, l'énergie produite avec les eaux pompées (dE_t), sous une puissance maximale P_t , s'étendra du temps T_y vers la droite. En désignant par V_x et V_y les valeurs respectives de ces énergies sur le marché, et par η le rendement global du cycle de pompage-turbinage, on peut

Fig. 11
Détermination graphique du pompage optimal
 E_o énergie produite en turbinant les apports naturels
 E_p énergie de pompage
 E_t énergie produite en turbinant l'eau pompée
 V valeur de l'énergie



exprimer comme suit le produit marginal de l'opération:

$$dG = V_y \cdot dE_t - V_x \cdot dE_p,$$

$$\text{avec } dE_t = \eta \cdot dE_p$$

donc

$$dG = (\eta V_y - V_x) dE_p$$

Pour déterminer la quantité optimale d'énergie à pomper, prenons un exemple concret arbitraire mais très proche d'une réalité possible (fig. 11). Dans ce cas,

$$P_p = 250 \text{ MW}, P_t = 240 \text{ MW}, \eta = 0,73$$

On remarque que les apports naturels d'hiver, ajoutés au stock accumulé pendant l'été, donnent une énergie $E_o = 162 \text{ GWh}$, qui doit être turbinée en priorité, de sorte que $T_o = 675 \text{ heures}$.

Gain en fonction de l'énergie pompée E_p :

$$G(E_p) = \int_{T_0}^{T_1} P_t V(t) dt - \int_{T_0}^{T_1 - \frac{E_p}{P_p}} P_p V(t) dt$$

Par dérivation:

$$G'(E_p) = \eta \cdot V \underbrace{\left(T_0 + \eta \frac{E_p}{P_t} \right)}_{V_{y \min}} - V \underbrace{\left(T_1 - \frac{E_p}{P_p} \right)}_{V_{x \max}}$$

D'où la condition à l'optimum:

$$V_{x \max} = \eta \cdot V_{y \min}$$

On voit que, dans les circonstances actuelles, le respect de cette condition limite l'utilisation du pompage-turbinage à une part bien modeste... Mais il est clair que l'évolution future de la courbe des valeurs classées pourrait réservé à ce type d'aménagements un avenir plus prometteur.

5. Conclusion

Des méthodes modernes et efficaces permettant de définir clairement, à tout instant et pour une période quelconque, les quantités et les *qualités* de l'énergie excédentaire ou manquante, sont de nature à favoriser l'intensification des échanges entre entreprises et entre pays. Il en résulte une optimisation sur une large échelle, source d'économies très importantes.

La valeur économique d'une installation de pompage-turbinage doit être évaluée également dans cette perspective.

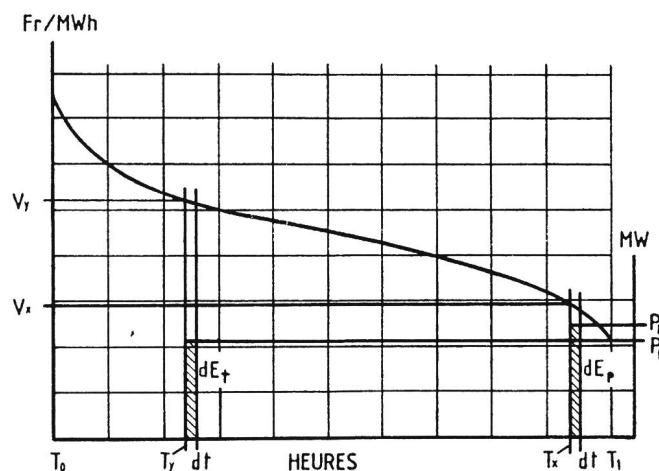


Fig. 10
Courbe des valeurs classées de l'énergie
 E_p énergie de pompage
 E_t énergie produite en turbinant l'eau pompée
 P_p puissance des pompes
 P_t puissance des turbines
 T position dans l'échelle des durées
 V_x valeur de l'énergie de pompage
 V_y valeur de l'énergie turbinée