

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: 65 (1974)

Heft: 1

Artikel: Le rôle de l'accumulation par pompage dans l'exploitation des réseaux interconnectés

Autor: Goldsmith, K.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915340>

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: 21.02.2026

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

Le rôle de l'accumulation par pompage dans l'exploitation des réseaux interconnectés *)

Par K. Goldsmith

Le présent rapport était soumis au colloque sur les aménagements hydro-électriques à accumulation par pompage, tenu à Athènes du 6 au 8 novembre 1972, sous les auspices de la Commission économique pour l'Europe.

Introduction

Ce rapport traite les problèmes relatifs à l'incorporation des centrales d'accumulation par pompage dans les réseaux interconnectés. Quoique chaque cas considéré et chaque réseau présente ses problèmes particuliers, il n'en reste pas moins que l'effet d'une installation de pompage pouvant fonctionner aussi bien comme preneur d'énergie excédentaire pendant les heures creuses que comme producteur d'énergie de pointe, peut-être ressenti au-delà des limites des réseaux individuels, pour autant que les interconnexions de ces réseaux soient dimensionnées de façon suffisante. Le rapport considère comment une collaboration entre réseaux interconnectés peut augmenter la valeur des centrales d'accumulation par pompage, de même que l'influence possible de ces installations sur les échanges internationaux d'énergie. Quoique des prédictions pour l'avenir soient fatalement de nature spéculative, il n'en est pas moins possible de prévoir clairement les tendances du développement en Europe occidentale pour les 10 à 15 années à venir. Il apparaît certain que l'accumulation par pompage jouera un rôle de plus en plus grand dans l'exploitation des systèmes interconnectés.

Considérations générales

L'incidence horaire de la charge est un paramètre important pour projeter et exploiter des réseaux électriques. Elle fixe, en grandeur et en durée, la puissance de chaque installation de production d'énergie et détermine non seulement sa disposition et ses caractéristiques d'exploitation, mais encore son utilisation ainsi que les frais globaux du réseau qui en découlent.

Il est usuel de diviser le diagramme journalier de charge en deux parties: une période continue de consommation constante – charge de base ou d'énergie de bande – et une période discontinue à charge variable – charge ou énergie de pointe. Plus les frais de production du kWh fournis au réseau par une centrale sont bas, plus il sera économique d'utiliser cette installation de façon continue, et inversement, moins il sera intéressant de faire tourner pendant une longue durée des installations dont les frais de production sont élevés. L'économie d'exploitation d'une centrale dans un réseau électrique est par conséquent déterminée simplement par les frais de production marginaux.

Cette méthode d'exploitation simplifiée exige toutefois certaines modifications si le réseau considéré comprend à la fois des centrales hydrauliques et des centrales thermiques. Le degré de rentabilité des centrales hydrauliques, dont les frais marginaux d'exploitation sont pratiquement nuls, ne dépend que de l'énergie qu'elles peuvent produire pendant

un temps donné. Le réseau doit par conséquent être conçu et exploité de façon que cette productivité soit constamment utilisée au maximum. Le régime d'exploitation des centrales thermiques sera alors différent de celui qu'elles auraient sans les installations hydrauliques, mais doit rester strictement dans le cadre de leur rendement. Quoique cette représentation simplifiée de l'exploitation d'un réseau soit bien connue, il n'est pas inutile de le rappeler ici avant de considérer les relations plus compliquées dues à l'introduction de l'accumulation par pompage.

On a déjà longuement étudié les possibilités découlant de l'accumulation par pompage. Dans de nombreux réseaux, la demande d'énergie de pointe augmente aussi vite ou même plus vite que la demande globale d'énergie, ce qui exige l'installation de capacités de production relativement grandes afin d'être à même de fournir l'énergie de pointe requise.

Ce fait de combiner la mise en service de nouvelles installations thermiques appelées à couvrir la base du diagramme de charge d'une part, et le déclassement progressif de centrales plus anciennes d'autre part, est souvent cause de difficultés d'exploitation et d'un prix élevé. En outre, il se révèle souvent insuffisant en raison de la conception technique des centrales entrant en ligne de compte dans ce but.

Il sera alors nécessaire de construire de nouvelles installations destinées spécialement à la production d'énergie de pointe. Si les capacités requises dans ce but sont relativement élevées, et là où la topographie et hydrologie sont favorables, il sera souvent avantageux d'utiliser des centrales d'accumulation par pompage, qui ont précisément été conçues dans ce but depuis de nombreuses années déjà.

Les installations d'accumulation par pompage sont soumises à de sévères restrictions économiques, qui en limitent la durée d'utilisation annuelle à environ 1500 h. Les investissements financiers relativement élevés qu'elles impliquent, ainsi que le rendement atteignant seulement 70 à 73 % de la transformation d'énergie par pompage et turbinage, font qu'elles ne sont indiquées que pour la couverture de besoins d'énergie de pointe de durée relativement courte, dans les cas où d'autres sources d'énergie ne reviendraient pas moins cher. D'autres avantages de l'accumulation par pompage résident dans sa disponibilité élevée et dans sa capacité d'adaptation aux variations de charge. Sa valeur économique dépend de façon étroite du coût de l'énergie de pompage, qui représente environ 40 à 50 % des frais de production globaux de ces installations. Si l'on considère que le reste des frais dépend principalement des capitaux investis dans l'installation – avant tout de la grandeur et de la disposition de la centrale – il est évident que pour obtenir une installation compétitive, il est indispensable d'utiliser l'énergie de pompage la moins chère possible.

*) Dieser Bericht ist in Nr. 17/1973 des Bulletins SEV/VSE «Seiten des VSE» in deutscher Sprache erschienen.

Si l'énergie de pompage pouvait être obtenue des centrales accusant les frais de production marginaux les plus bas du réseau, l'économie réalisée par la transformation en énergie de pointe pourrait être assez considérable. Mais la production de ces centrales est en général réservée à la couverture de la charge de base du réseau et ces centrales ne peuvent par conséquent pas fournir encore l'énergie nécessaire au pompage. Cette dernière sera alors fournie par des centrales dont le degré de rentabilité est si bas que, sans l'énergie de pompage, elles ne seraient pas utilisées pour fournir de l'énergie de bande. L'énergie de pompage peut ainsi devenir relativement chère et diminuer l'avantage économique de l'accumulation par pompage. Si, par exemple, les frais de production d'une installation typique d'accumulation par pompage de 300 MW, en Europe occidentale, avec une hauteur moyenne de chute de 300 à 500 m, sont comparables à ceux d'une installation de turbines à gaz, le prix de l'énergie de pompage ne pourra guère dépasser 2,5 centimes par kWh. Il dépasse ainsi d'environ 0,5 cent. les frais marginaux de grandes unités de base à haut rendement, chauffées à l'huile, mais est environ trois fois plus élevé que celui correspondant aux frais marginaux des grandes centrales nucléaires. Le rôle important joué par le prix de l'énergie de pompage dans l'économie d'une installation d'accumulation par pompage exige un choix minutieux entre les diverses sources d'énergie disponibles. Lorsque l'accumulation par pompage est prévue dans un réseau isolé, le choix entre les sources d'énergie sera en général plutôt réduit. L'énergie doit être soutirée des centrales qui ne pourraient être exploitées de façon continue, la demande étant trop faible, quoique aux points de vue technique et économique, elles seraient aptes à fournir un service continu. Les réseaux interconnectés permettent d'équilibrer la demande et la production d'énergie entre les divers réseaux et d'utiliser l'énergie de pompage provenant de sources diverses, à n'importe quel moment. Le coût de l'énergie de pompage peut encore être diminué en utilisant dans ce but des excédents d'énergie momentanés (p. ex. saisonniers), ce qui peut avoir une influence prépondérante sur l'économie de l'accumulation par pompage. Le réseau interconnecté d'Europe occidentale donne souvent l'occasion d'utiliser de l'énergie de pompage provenant d'un marché excédentaire et d'obtenir ainsi une meilleure utilisation des sources d'énergie disponibles.

Diagrammes de charge

Les réseaux de tous les pays d'Europe occidentale sont actuellement interconnectés. A l'origine, ces connexions furent établies entre les réseaux afin de pouvoir tirer profit des situations créées par la production de quantités d'énergie complémentaires. Ceci concerne en particulier les échanges réciproques d'énergies thermique et hydraulique, favorisés par la production fortement saisonnière des centrales hydrauliques européennes. L'étroite collaboration entre les réseaux européens de distribution qui en résulte a conduit à une entraide réciproque en cas de pénurie d'énergie ou de difficultés d'exploitation et a, de plus, permis de créer, dans le cadre international, des centrales de partenaires, tant thermiques qu'hydrauliques.

L'initiative pour l'interconnexion des réseaux fut prise par les pays disposant d'importantes sources d'énergie hydrau-

lique, en particulier l'Autriche et la Suisse. Ces deux pays jouent aujourd'hui un rôle important dans le trafic interconnecté international. C'est ainsi par exemple que la capacité de charge des installations de distribution qui relient l'Autriche et la Suisse à leurs voisins dépasse de 16 % la puissance électrique maximale de leurs propres centrales. La capacité représente 85 % de la capacité totale de distribution de l'ensemble des lignes d'Europe occidentale. Environ 27 % de l'énergie globale produite en Autriche et en Suisse pendant l'année hydrologique 1970/71 a été distribuée hors des frontières de ces deux pays. Du point de vue électrique, les réseaux nationaux de ces deux pays ne constituent plus des unités indépendantes. Le développement et l'exploitation de ces réseaux sont essentiellement liés à ceux de leurs voisins, le but final visé étant l'exploitation la plus favorable à chaque instant, des sources d'énergie disponibles.

Il n'est pas facile d'atteindre ce but, les pays d'Europe occidentale étant disposés de façon générale sur un axe nord-sud. Les distances entre les centres des réseaux sont relativement faibles. Le climat et la luminosité conduisent à des consommations semblables. Les pointes de charge journalières et le minimum nocturne ont lieu pratiquement en même temps dans tous les réseaux. Cette situation est représentée sur la fig. 1 pour les périodes d'hiver et d'été 1970/71. Pendant la période de forte charge, les excédents d'énergie proviennent uniquement des excès de capacité et non de la diversité de la charge. La simultanéité des périodes de faible charge peut cependant produire de gros excédents d'énergie. Des diagrammes de charge à faibles variations peuvent favoriser l'introduction d'installations d'accumulation par pompage dans les réseaux interconnectés, car elles donnent d'une part des excédents suffisants d'énergie de pompage à prix relativement bas et représentent d'autre part un marché plus grand pour l'énergie de pointe. Toutefois, comme on l'a déjà mentionné, l'énergie de pompage ne provient pas des installations accusant les frais marginaux de production les plus bas.

Si cependant une partie des centrales de base se trouvent hors service, il est possible que les excédents d'énergie de nuit disparaissent. Pour la Suisse, cette situation est représentée sur la fig. 2 qui indique la production par rapport à la demande nationale d'énergie pour un jour de semaine typique en décembre 1980, par hydraulité moyenne. Si la construction des centrales continue à se développer comme prévu aujourd'hui, et si de plus il est possible d'obtenir de l'énergie de base provenant de participations à certaines centrales nucléaires voisines, il est possible que d'importants excédents d'énergie de nuit se produisent même en hiver, en supposant bien entendu que toutes les centrales de base se trouvent en service. Il est alors possible d'utiliser ces excédents d'énergie de nuit pour le pompage et ainsi de les transformer en un supplément de valeur à la production d'énergie de pointe pendant la journée, ce supplément étant atteint en libérant l'énergie des accumulations par pompage. Si par contre, une partie des centrales thermiques de base n'est pas disponible (ce qui, dans l'exemple de la fig. 2 représente 900 MW sur une capacité totale de 2750 MW), on aura un manque d'énergie de nuit, ce qui signifie:

a) qu'aucune énergie de pompage ne sera disponible;

b) qu'aucune énergie de pointe ne pourra être libérée des accumulations par pompage;

c) que même la charge de base locale devra être couverte par des importations d'énergie.

Il est intéressant de remarquer l'«effet de superposition» caractéristique des accumulations d'énergie de courte durée. Si la centrale de base se trouve hors service également lors de la période de pointe suivante, la capacité totale de production du réseau sera réduite de ce fait, et plus encore par la mise hors service de l'accumulation par pompage; il s'ensuit que la perte de capacité de production d'énergie de pointe en est sensiblement augmentée.

Il est alors nécessaire de conclure d'importants contrats de fourniture de secours, pour éviter cette perte de production et assurer une couverture suffisante des besoins de pointe et du courant de pompage nécessaire dans ce but. Cela peut rendre nécessaire l'achat d'énergie de diverses sources provenant de réseaux voisins et de limiter strictement cet achat dans le temps. Ces restrictions peuvent influencer tant les périodes de pompage que la puissance correspondante et de plus obliger, à certains moments, de les adapter tous deux à la puissance disponible. Cela implique une exploitation souple pouvant conduire à de sensibles modifications dans la conception de l'accumulation par pompage. Il ne sera peut-être pas possible d'utiliser des turbines/pompes réversibles, le rapport des débits d'eau nécessaires au pompage et à la production d'énergie ne pouvant varier, dans les machines actuellement disponibles, qu'entre environ 0,8 et 1,2. Il faudra alors installer des pompes et des turbines séparées afin de pouvoir tirer le plus grand avantage possible de l'interconnexion des réseaux.

Influence des puissances unitaires

L'augmentation du coût des centrales et des combustibles fossiles ont amené les sociétés d'électricité à équiper leurs réseaux des plus grandes unités possibles. Depuis de nombreuses années déjà, la tendance s'est développée d'équiper les centrales thermiques conventionnelles d'unités de plus en plus importantes, dont la puissance maximale en Europe atteint actuellement 600 à 700 MW. Un facteur également à considérer à ce sujet est la difficulté croissante de trouver des sites convenant aux nouvelles centrales, tant du point de vue des impératifs techniques que de ceux relatifs à la protection de l'environnement. Il en est résulté la tendance de grouper la production d'énergie sur un petit nombre de sites particulièrement convenables. Comme les grandes unités n'ont durant les premières années de service qu'une disponibilité d'exploitation relativement réduite, on préfère souvent installer des unités de 250 à 350 MW seulement, dont les expériences d'exploitation se sont avérées meilleures.

Les grandes unités thermiques conventionnelles ne portent pas atteinte à la sûreté des réseaux interconnectés d'Europe occidentale, tant que leur grandeur reste dans un rapport raisonnable avec la capacité du réseau et que les installations individuelles sont en mesure de contrôler la charge de façon suffisante.

Le cas des centrales nucléaires est différent. Les économies correspondant à l'augmentation de grandeur des unités sont beaucoup plus marquées, surtout en ce qui concerne les coûts spécifiques du génie civil. Il est désirable, tant du point de vue de l'exploitation que de celui de la protection de

l'environnement, de ne construire des centrales nucléaires qu'en certains emplacements. La grandeur des unités nucléaires a augmenté rapidement ces dernières années d'environ 300 à 400 MW à plus de 1000 MW. Même pour des réseaux relativement petits, en Suisse par exemple, on prévoit maintenant des unités de 800 à 1000 MW, pour être mises en service à la fin de la présente décennie. Les centrales nucléaires devant être exploitées de façon continue afin de pouvoir être justifiées économiquement, il semble probable qu'à certaines époques, de grandes quantités d'énergie excédentaire à bas prix deviendront disponibles, tant que la charge de base du réseau reste inférieure à la puissance maximale globale des centrales. Il s'agit alors de trouver un marché pour placer cet excédent d'énergie.

Un marché important d'énergie excédentaire ne peut guère se développer tant que chaque réseau cherche à couvrir ses propres besoins en construisant des centrales de base et en se contentant, pour couvrir l'énergie de pointe, de recourir aux centrales déclassées ayant un rendement médiocre. Etant donné la faible variation des besoins globaux, les flux d'énergie échangés entre les réseaux auraient tendance à diminuer progressivement. Les approvisionnements qui actuellement encore sont complémentaires en Europe occidentale, disparaîtraient peu à peu. L'indépendance d'exploitation des réseaux individuels augmenterait les frais de production et obligerait d'agrandir les marges de réserve. On peut éviter ce développement indésirable si pendant les heures de faible charge, une demande d'énergie de pompage apparaît et si on agrandit simultanément la capacité de pointe du réseau en constituant des accumulations par pompage. Les flux d'énergie entre les réseaux sont ainsi réétablis – quoique pour une durée plus courte – et l'économie globale d'exploitation considérablement améliorée.

Une combinaison entre centrales nucléaires et installations d'accumulation par pompage est fréquemment prônée comme étant un moyen presque idéal d'égaliser l'offre et la demande d'énergie. Il devrait être théoriquement possible de développer cette combinaison de façon que tous les excédents d'énergie apparaissant pendant les périodes de faible charge, puissent être utilisés pour le pompage. La capacité d'accumulation des centrales devrait alors suffire à couvrir la demande d'énergie de pointe pendant environ cinq heures par jour. Malheureusement cette solution idéale ne tient pas compte de la disponibilité limitée des centrales nucléaires, ni des énormes volumes d'accumulation nécessaires pour qu'une telle solution soit efficace. Dans un réseau mixte thermique-hydraulique, il existe deux autres solutions permettant de couvrir les pointes d'énergie:

1. L'utilisation des accumulations naturelles de façon que seule l'extrême pointe soit à couvrir par l'accumulation par pompage; la faible énergie requise par ces pointes ne demande alors que des excédents d'énergie nocturnes relativement restreintes pour couvrir l'énergie de pompage.

2. L'achat d'énergie de pompage provenant des excédents de la production de base, qui peu à peu deviennent disponibles en Europe occidentale.

Il est clair que l'ordre de grandeur des excédents disponibles doit être en rapport avec celui du réseau interconnecté. Plus le réseau disponible est grand, plus le problème de l'adaptation de l'offre à la demande est simple.

Prévisions pour la Suisse

La connexion des réseaux électriques de grande puissance entre la Suisse et les pays limitrophes permet

- de placer les gros excédents d'énergie d'été provenant des centrales au fil de l'eau, dans les réseaux thermiques voisins où l'énergie hydraulique importée peut remplacer les combustibles fossiles;

- de rendre disponible en Suisse l'énergie réglable des grandes installations d'accumulation, qui peut être utilisée soit pour la couverture des pointes, soit encore pour des secours de courte durée.

La production du réseau suisse est soumise à de fortes fluctuations saisonnières; la production n'atteint pendant l'hiver qu'un tiers environ de celle d'été. Si l'énergie réglable prise aux bassins d'accumulation pour la couverture des pointes est utilisée pendant un jour d'hiver, il s'en suivra actuellement un manque d'énergie pendant la nuit, qui ne pourra être compensé que par l'importation d'énergie thermique excédentaire.

Le diagramme de charge pour un jour typique d'hiver est représenté par la fig. 2. La grande capacité d'accumulation saisonnière des centrales hydrauliques est une caractéristique du réseau suisse. A fin 1971, elle comprenait environ 8000 GWh, soit 32 % de la capacité d'accumulation globale d'Europe occidentale. Les centrales d'accumulation représentaient à ce moment 72,7 % de la puissance hydraulique totale installée en Suisse, ou 66,4 % de la puissance globale. Durant l'année hydrologique 1970/71, 25,1 % de l'énergie électrique produite en Suisse fut exportée, essentiellement comme énergie réglable durant les heures de pointe. Cette énergie représentait presque 30 % des importations d'énergie d'Europe occidentale.

Les possibilités futures d'aménagement des bassins d'accumulation naturels en Suisse sont toutefois limitées et il ne sera guère possible de dépasser une capacité globale de 8500 GWh. Si la capacité d'accumulation par pompage n'est pas augmentée, la contribution possible de la Suisse à la couverture européenne d'énergie de pointe diminuera. La puissance ou l'énergie réglable pourrait être augmentée de trois manières différentes:

1. En pompant les débits d'écoulements intermédiaires dans les bassins d'accumulation saisonniers. Par ce moyen, la capacité des installations suisses d'accumulation peut être augmentée d'environ 660 GWh ou 8,7 % pour une année moyenne. Les volumes d'accumulation disponibles ne permettent toutefois pas d'augmenter sensiblement la capacité d'accumulation.

2. En installant de nouvelles machines dans les accumulations existantes. La puissance disponible serait ainsi plus élevée sans augmenter la quantité d'énergie. Cette solution est toutefois limitée par des considérations de génie civil.

3. Par la construction de nouveaux aménagements d'accumulation à plus courte durée d'utilisation, qui convertiraient les excédents d'énergie de nuit des centrales au fil de l'eau ainsi que des centrales nucléaires en énergie de pointe.

Seule la troisième de ces solutions présente des possibilités intéressantes pour l'avenir.

Les conditions rencontrées en Suisse favorisent la construction d'accumulations par pompage. Quoique leur développement, tel qu'il est prévu pour les 10 ou 20 années à

venir, ne suffira pas à diminuer sensiblement l'importance des accumulations saisonnières, il n'en reste pas moins que l'accroissement de l'offre d'énergie de réglage provenant des accumulations de courte durée constitue une contribution importante au potentiel d'exportation de cette énergie.

La source de l'énergie de pompage aura une influence prépondérante sur les échanges internationaux d'énergie. La puissance des grandes centrales nucléaires de base dépassera peu à peu la demande minimale d'énergie de nuit et permettra ainsi d'alimenter les pompes d'accumulation pendant les périodes de faible charge. Cette énergie de pompage ne sera par contre pas disponible si les centrales nucléaires sont soumises à une limitation de production ou si une faible hydraulicité diminue l'apport d'énergie hydraulique. L'énergie de pompage devra alors être importée des pays limitrophes.

Il serait également possible de construire en Suisse des accumulations par pompage liées aux réseaux thermiques limitrophes qui leur fourniraient l'énergie de pompage, et auxquels elles livreraient de l'énergie de pointe.

De telles installations «liées» existent déjà en Autriche et au Luxembourg. Les futures installations suisses d'accumulation par pompage seront selon toute probabilité, prévues en premier lieu à l'usage du réseau national. La grande expérience acquise en ce qui concerne les interconnexions internationales sera mise à profit pour assurer l'achat occasionnel d'énergie de pompage et l'écoulement des excédents d'énergie de pointe. Ce développement pourrait amener à la conclusion de trois types de contrats d'achat d'énergie de pompage:

1. Des contrats à moyen terme pour l'achat d'énergie de pompage servant à compenser les différences entre les programmes d'installation des centrales de base dans les divers réseaux (c'est-à-dire d'assurer l'utilisation complète de tous les excédents d'énergie disponibles).

2. Des contrats à court terme pour l'achat d'énergie de pompage lorsque les centrales de base locales sont hors service.

3. Des contrats de secours pour l'achat d'énergie de pompage en cas de dérangement temporaire dans le réseau.

Si on construisait des installations «liées», leurs livraisons seraient couvertes par des contrats de longue durée. Les échanges d'énergie en résultant et qui engloberaient diverses sources d'énergie et divers réseaux, auraient lieu simultanément à ceux qui existent déjà, soit:

- les échanges programmés d'énergie saisonnière, de nuit et de pointe, qui continueront à former l'essentiel des échanges d'énergie;

- l'énergie provenant des participations aux centrales nucléaires étrangères;

- les échanges de puissance de réserve, conclus sur une base occasionnelle.

Ce trafic d'énergie conduira à une charge plus élevée des lignes interconnectées et à des échanges d'énergie plus étendus et plus complexes. Les charges individuelles augmenteront quantitativement, mais leur durée diminuera. Les échanges d'énergie continueront à former une contribution importante à l'utilisation efficace des sources d'énergie disponibles en Europe occidentale.

Adresse de l'auteur:

K. Goldsmith, Electro-Watt, Ingénieurs-Conseils S.A., Zurich.