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: 74 (1983)

Heft: 3

Artikel: Simulation de l'exploitation annuelle et multiannuelle d'un système de production d'énergie électrique

Autor: Chautems, A. / Chamorel, P.-A. / Germond, A.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904751

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: 10.12.2025

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

Simulation de l'exploitation annuelle et multiannuelle d'un système de production d'énergie électrique

A. Chautems, P.-A. Chamorel, A. Germond

Dans cet article, le comportement du système production–consommation avec possibilité de stockage de l'énergie sera étudié à l'aide d'une simulation d'un système agrégé, utilisant des techniques de la recherche opérationnelle. Le but est de simuler une exploitation du système semaine par semaine. La simulation correspond à une optimisation des coûts de production.
Ce modèle a l'avantage de pouvoir examiner l'influence des différents paramètres tels que capacité d'accumulation, puissance de turbinage, coûts d'importation, etc., sur l'exploitation du système production–consommation–stockage. Il permet également d'étudier les possibilités d'optimiser l'exploitation du système sur une ou plusieurs années.

In diesem Artikel wird das Verhalten des Systems Produktion–Verbrauch unter Berücksichtigung der Energiespeicherung untersucht. Unter Verwendung der Operation-Research-Methode wird ein entsprechendes System simuliert. Das Ziel ist, Woche für Woche die Auslastung des Systems über ein oder mehrere Jahre zu simulieren. Dabei entspricht die Simulation einer Optimierung der Produktionskosten. Das Modell hat den Vorteil, dass der Einfluss verschiedener Parameter wie Speichervolumen, Kraftwerksleistung, Kosten für Einfuhr usw. auf das Verhalten des Systems Produktion–Verbrauch–Speicherung beurteilt werden kann. Es erlaubt ebenfalls, verschiedene Optimierungsmöglichkeiten der Systemauslastung über ein oder mehrere Jahre zu studieren.

Cet article est extrait d'une étude [1] effectuée dans le cadre du programme national de recherche IV du Fonds national suisse de la recherche scientifique.

Adresse des auteurs
A. Chautems, P.-A. Chamorel, A. Germond, Laboratoire de Réseaux d'Energie Electrique de l'EPFL, 16, chemin de Bellerive, 1007 Lausanne.

1. Introduction

La consommation d'énergie électrique en Suisse croît avec un taux élevé pour un pays déjà fort bien équipé. Elle tend à croître davantage en hiver qu'en été vu l'essor des usages thermiques. De ce fait, le déphasage été-hiver, entre la production et la consommation, dû à la structure et au type de notre système de production, s'accentue. Le bilan d'énergie électrique au semestre d'été est excédentaire alors qu'au semestre d'hiver il devient de plus en plus difficile de l'équilibrer. De tout temps, on a surmonté l'obstacle du déphasage saisonnier entre la production et la consommation en construisant des barrages. L'accumulation d'eau d'été est un excellent moyen de stockage, permettant de libérer l'énergie électrique à la demande: en l'occurence en hiver.

Un manque de production dû à une panne d'une centrale nucléaire durant l'hiver et à une hydraulicité faible, comme envisagés dans un des scénarios de pénurie retenu pour l'année 1990 (voir annexe 1), accentuerait le déséquilibre et conduirait à un déficit énergétique durant le semestre d'hiver. Du côté production, est-il possible de surmonter ce déficit énergétique hivernal en intervenant au niveau de la gestion des bassins d'accumulation: nos seuls moyens de stockage?

Le but principal de cette étude est de poser les bases pour le développement d'outils faisant appel aux techniques de la recherche opérationnelle, ces outils devant être une aide à la décision pour l'analyse et la planification du système d'approvisionnement en énergie électrique.

Dans cette étude, le modèle développé permet de déterminer dans quelle mesure une gestion annuelle ou pluriannuelle des bassins d'accumulation peut influencer le déficit énergétique de l'hiver.

2. La modélisation

Les études sur l'approvisionnement en énergie électrique se basent sur un modèle production–demande comportant les différents moyens de production existant dans le pays, ainsi que les catégories de consommateurs habituellement différenciées (fig. 1).

2.1 Le modèle agrégé

Le comportement du système «production–consommation–stockage» est étudié à l'aide d'une simulation d'un modèle agrégé [2]. Le système agrégé (fig. 2) comporte d'une part la consommation d'énergie et la production de base (fil de l'eau, nucléaire, thermique de base) et d'autre part la production (consommation) due au turbinage (pompage) dans les centrales à accumulation. Les bassins d'accumulation sont représentés par un équivalent. Afin d'équilibrer le bilan énergétique, le système peut importer ou exporter de l'énergie selon des coûts dépendant du temps.

Le but est de simuler une exploitation du système, semaine par semaine, chaque semaine étant divisée en quatre tranches inégales. Ces tranches permettent de différencier du point de vue énergétique et tarifaire les heures de pointes des heures creuses (fig. 3). Les

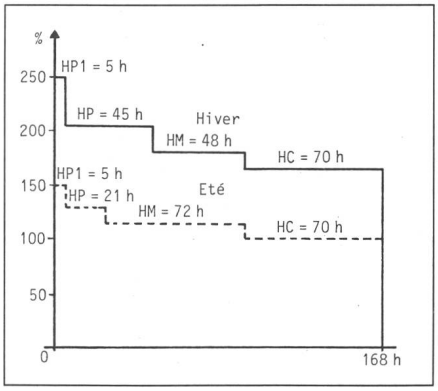

Fig. 3 Schéma hebdomadaire des coûts relatifs de base classés

HP1 Heures de pointe supérieure
HP Heures de pointe
HM Heures moyennes
HC Heures creuses

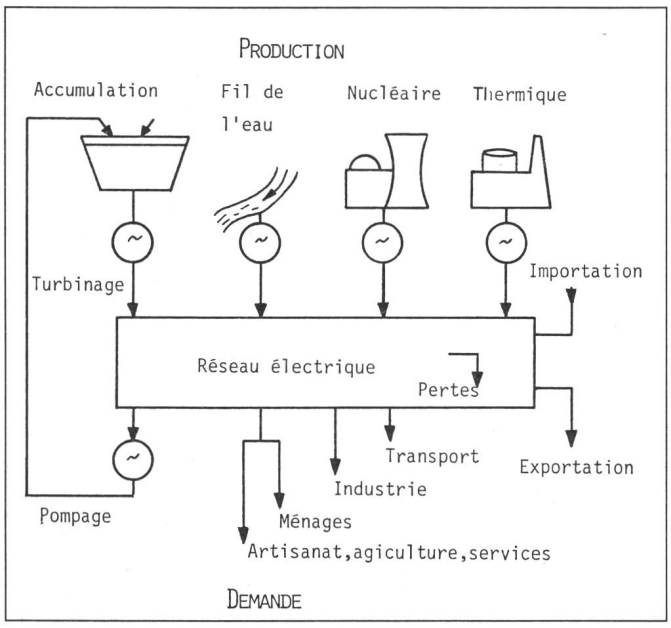

Fig. 1 Modèle général

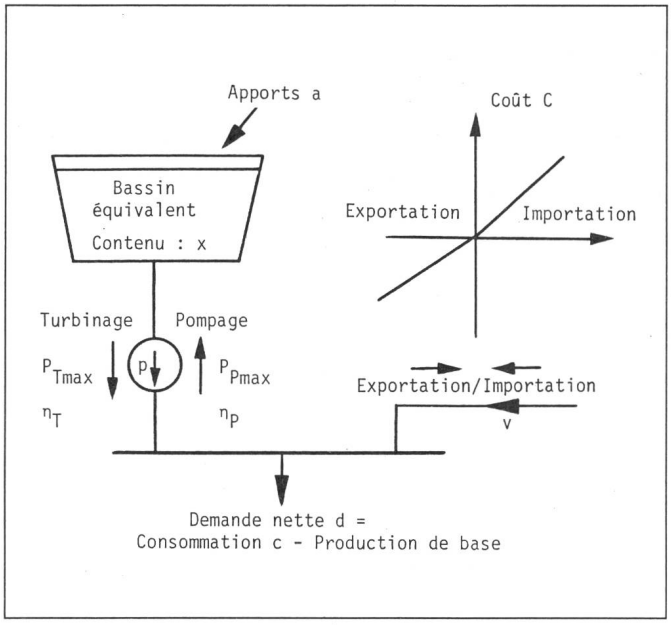

Fig. 2 Modèle agrégé

durées de ces tranches ont été estimées à partir des périodes tarifaires habituellement en usage et par les niveaux de charge observés (fig. 4).

Cette simulation est, en fait, une optimisation sur une période donnée du coût totalisé des échanges d'énergie. En minimisant ce coût, on tente ainsi de s'approcher d'une exploitation réaliste. La programmation dynamique [3; 4; 5; 6] a été utilisée pour résoudre le problème.

2.2 Application de la programmation dynamique au modèle agrégé

La programmation dynamique est une technique mathématique qui permet de résoudre certains types de problèmes de décision séquentielle. Un problème de décision séquentielle consiste à rechercher une suite de décisions telles que chaque décision prise exerce une influence sur les décisions à venir. La méthode de la programmation dynamique est basée sur le principe d'optimalité de *Bellmann: «Toute sous-politique extraite d'une politique optimale est elle-même optimale.»*

La période d'optimisation est divisée en étapes i. La demande nette d (consommation–production de base) est connue pour chaque étape i. Elle doit être satisfaite par la production p des centrales d'accumulation et par l'importation (ou le thermique classique) v. Donc:

$$d_i = p_i + v_i \tag{1}$$

Le contenu de l'accumulation x à l'étape $(i+1)$ dépend de son contenu à l'étape précédente i, des apports a et du turbinage p:

$$x_{i+1} = x_i + a_i - p_i \cdot {}^{1}/\eta_T \tag{2}$$

où η_T représente le rendement du turbinage.

Lorsque p est négatif (situation de pompage), l'équation (2) devient

$$x_{i+1} = x_i + a_i + p_i \cdot \eta_P \tag{3}$$

où η_P représente le rendement du pompage. De plus, les variables sont soumises aux contraintes suivantes:

Contenu minimal des bassins
$\leqq x_i \leqq$ Contenu maximal des bassins
Capacité maximale de pompage
$\leqq p_i \leqq$ Capacité maximale de turbinage
Capacité maximale d'exportation
$\leqq v_i \leqq$ Capacité maximale d'importation + production maximale des centrales thermiques classiques

Soit $C_i(v_i)$ le coût à l'étape i de l'énergie importée v_i, le coût minimum de l'exploitation du système pour la période de 1 à J est

$$f_J(x_{J+1}) = \min \sum_{i=1}^{J} C_i(v_i)$$
$$= \min \sum_{i=1}^{J} C_i(d_i - p_i) \tag{4}$$

La programmation dynamique consiste à appliquer la relation de récurrence (5) pour $J = 0$ jusqu'à $N - 1$, N étant le nombre d'étapes (4 fois le nombre de semaines):

$$f_J(x_{J+1}) = \min[C_J(d_J - p_J) + f_{J-1}(x_J)] \tag{5}$$

L'état initial $x = X_0$ et final $x = X_N$ du bassin sont connus.

La période de simulation normalement adoptée est d'une année, mais peut être étendue à plusieurs années. Cette possibilité d'extension offre l'avantage de pouvoir étudier une certaine année dans un contexte multi-annuel.

2.3 Originalité et limite du modèle agrégé

Une des caractéristiques de ce modèle se situe dans l'introduction d'une courbe de charge classée (niveau heb-

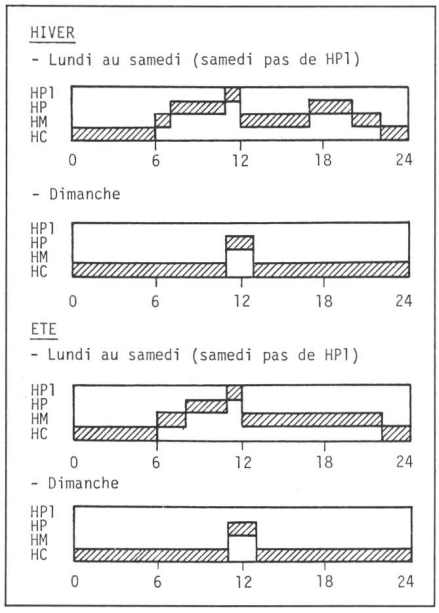

Fig. 4 Horaire journalier des périodes tarifaires

domadaire) au sein d'une courbe chronologique (niveau annuel). Tout en étant simple, il offre la possibilité d'étudier la sensibilité des paramètres tels que: capacité d'accumulation, puissance installée, coût de l'énergie importée, etc. sur le bilan énergétique. De plus, il se conforme, de par son principe, à la réalité économique du marché de l'électricité, puisque le processus de décision tient compte d'un paramètre important: les coûts.

A ce stade du développement, le modèle est encore de nature déterministe. En outre, l'agrégation des bassins et des machines ne permet pas de tenir compte de certaines contraintes provenant de la configuration des installations. Enfin, l'utilisation de la programmation dynamique nécessite une discrétisation des variables pouvant introduire de petites imprécisions.

3. Application du modèle au cas de l'approvisionnement en énergie électrique de la Suisse en 1990

Appliqué, en premier lieu, au cas d'une année hydrologique 1989/90 moyenne tant du point de vue consommation que production de base et hydraulicité [7], le modèle nous confirme que le bilan énergétique est positif tant sur le semestre d'hiver (+620 GWh) que sur l'année (+5250 GWh).

Année hydrologique 1989/90, pénurie «classique» Tableau I

En GWh	Consommation	Production	Demande	Accumulation				Importation
		base	nette	Apports	Turbinage	Pompage	Niveau	
	c		*d*	*a*	*+p*	*-p*	*x*	*v*
Début année							7 630	
Semestre hiver	27 700	15 420	12 280	1 560	9 680	1 000	510	+3 600
Semestre été	23 260	22 610	650	9 810	3 810	1 120	7 630	+2 040
Année hydr.	50 960	38 030	12 930	11 370	13 490	2 120	7 630	+1 560

3.1 Année hydrologique 1989/90 avec une pénurie dans l'approvisionnement

Dans le cas d'une pénurie dans l'approvisionnement en énergie électrique du pays, motivation principale de cette étude, nous avons appliqué le modèle à un scénario de pénurie que nous appellerons «classique», puisqu'il est du type développé dans le 6e Rapport des Dix [7]. Ce scénario de pénurie tient compte d'une hydraulicité faible (89% de la moyenne, 1 fois sur 10 ans), de la défaillance d'une grande centrale nucléaire durant tout l'hiver et de l'interruption du programme de construction des centrales nucléaires après Leibstadt. (Pour plus de détails, voir annexe 1.) Les coûts appliqués correspondent à ceux mentionnés dans la figure 3. Le rapport coût aux heures creuses (HC) sur coût aux heures de pointe (HP) est égal à 80% en hiver et 75% en été. D'autre part, le rapport coût aux HP d'été sur celui aux HP d'hiver se situe dans une fourchette entre 60 et 65%.

a) Résultats

La simulation effectuée donne une stratégie optimale du point de vue coût global des échanges d'énergie. Dans la figure 5, les énergies représentent des moyennes hebdomadaires, alors que le niveau du bassin correspond à celui enregistré en fin de semaine. Les résultats quantitatifs se trouvent dans le tableau I. Le bilan énergétique est déficitaire tant sur le semestre d'hiver (manque 3600 GWh) que sur l'année complète (manque 1560 GWh).

Dans ce modèle, l'importation englobe la production des centrales thermiques classiques au fuel uniquement destinées à produire de l'énergie électrique. Etant donné qu'il est nécessaire d'importer, cela signifie qu'il faudra mettre en service ces centrales, ceci malgré leur coût de production. De ce fait, l'importation réelle nécessaire durant le semestre d'hiver passe de 3600 à *2390 GWh* et le bilan annuel devient légèrement excédentaire (+260 GWh).

b) Etude de la sensibilité des paramètres du modèle

Par simulations successives, les sensibilités des paramètres du modèle par rapport au bilan énergétique du semestre d'hiver ont été déterminées. Le schéma des coûts est toujours celui adopté dans la figure 3.

Remplissage initial des bassins

Dans toutes les simulations, on a admis que le degré de remplissage des bassins à la fin de la période de simulation devait être identique au degré initial. La variation du bilan importateur du semestre d'hiver correspond à la variation du degré de remplissage ini-

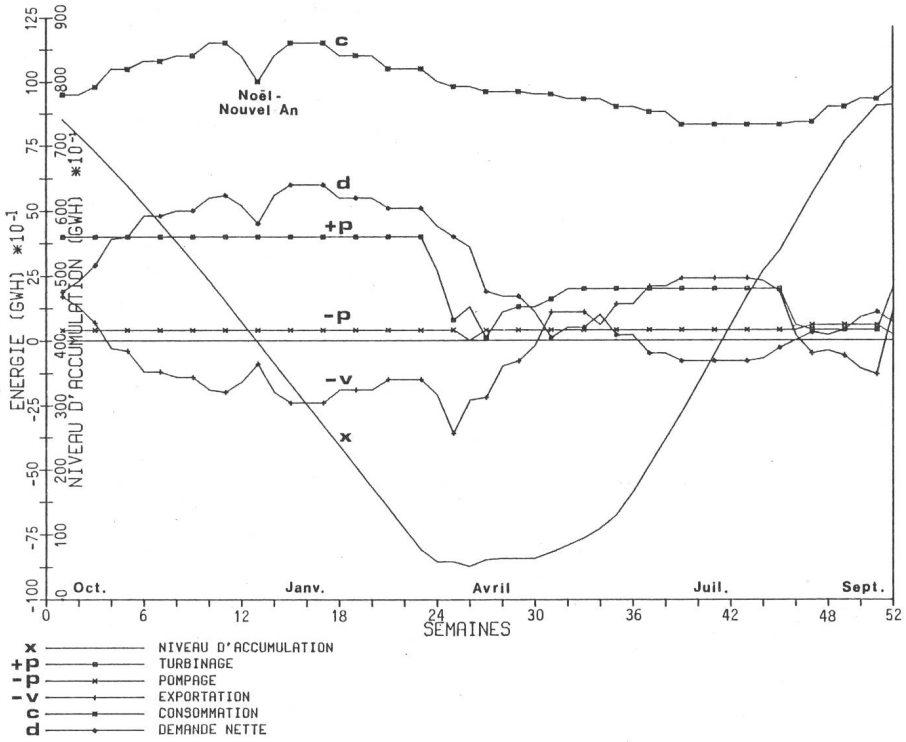

Fig. 5 Résultats de la simulation pour l'année de pénurie «classique» 1989/90. Cas de base

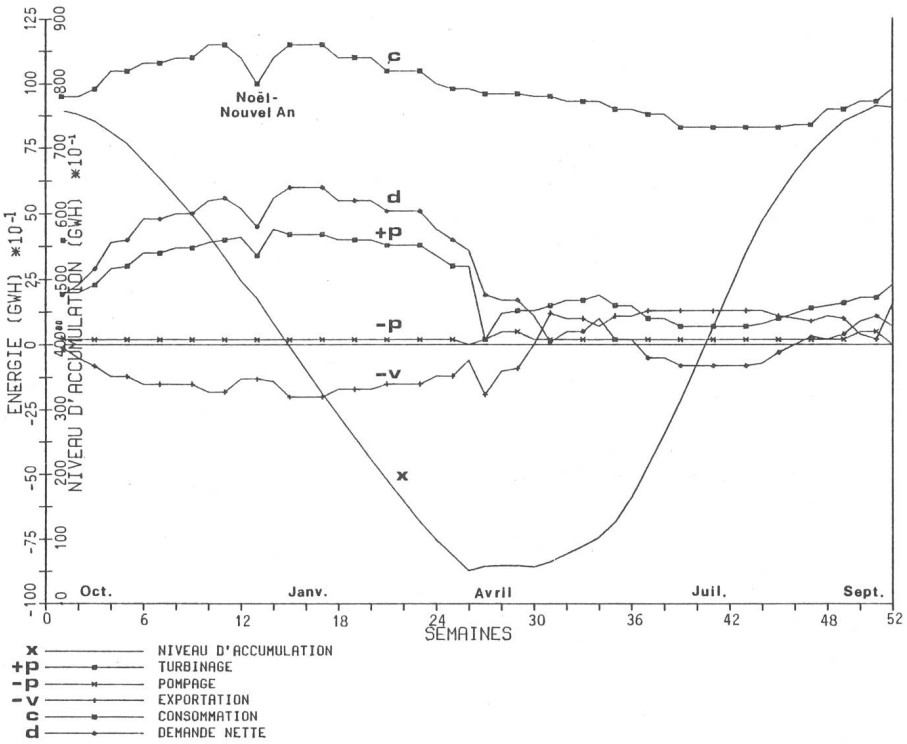

Fig. 6 Résultats de la simulation pour l'année de pénurie «classique» 1989/90. Variante avec augmentation de 50% des coûts des importations

tial (-83 GWh par % supplémentaire), lorsqu'on se situe autour de la valeur moyenne adoptée (92% de la capacité maximale).

Capacité maximale des bassins

Le déséquilibre été/hiver existant malgré la présence de l'accumulation, on a examiné l'influence de la capacité de stockage des bassins. La diminution d'importation correspond exactement, dans ce cas, à l'augmentation de l'accumulation.

Puissance maximale de turbinage et de pompage

Tous les autres paramètres étant égaux, l'augmentation des puissances maximales de turbinage ou de pompage n'a pas d'effet significatif sur le bilan importateur du semestre d'hiver.

Influence du coût d'importation

Dans les cas de base, le coût du GWh importé est égal à celui du GWh exporté. On observe que, pour le schéma des coûts adoptés (fig. 3), l'augmentation du coût du GWh importé (le coût du GWh exporté restant inchangé), n'a pas d'influence sur le bilan importateur du semestre d'hiver. Seule la stratégie d'exploitation a changé, puisqu'on diminue fortement le jeu du pompage-turbinage (fig. 6).

Le coût relatif du GWh importé par rapport à l'exporté a une influence sur la gestion du système et non sur le bilan du semestre d'hiver.

Influence du schéma des coûts

Par schéma des coûts, on entend les rapports existant entre les coûts aux heures de pointe et les coûts aux heures creuses, entre l'été et l'hiver. Ce schéma a une très grande influence sur la gestion du système et sur les bilans énergétiques.

En prenant, par exemple, le schéma illustré dans la figure 7, on observe un plus grand écart entre coûts aux heures de pointe et coûts aux heures creuses,

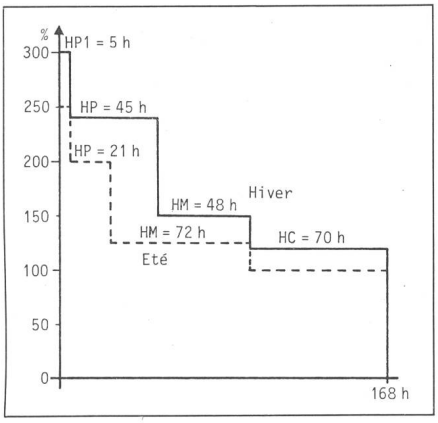

Fig. 7 Schéma hebdomadaire des coûts relatifs classés; variante

provoquant une utilisation maximale des possibilités de pompage/turbinage. Ceci amène automatiquement une augmentation du bilan importateur d'hiver (4480 GWh; 3270 GWh avec la production des centrales thermiques).

Quant à la sensibilité des paramètres, elle change fondamentalement. Ainsi, la variation du remplissage initial des bassins (±3%) ou l'augmentation de la capacité des bassins ou encore l'augmentation de la puissance de turbinage ou de pompage, n'a pas d'influence sur le bilan importateur du semestre d'hiver, ceci s'expliquant par l'utilisation maximale des possibilités de pompage/turbinage, et par le fait que l'on optimise selon les coûts.

Par contre, une augmentation du coût du GWh importé par rapport au GWh exporté, traduisant la rareté de l'énergie disponible sur le marché, provoque une diminution du bilan importateur d'hiver. Cette diminution (env. -16 GWh par pour-cent d'augmentation du coût du GWh importé) est due à la baisse du jeu «commercial» du pompage/turbinage. Le bilan importateur d'hiver tend vers la valeur obtenue (3600 GWh) avec le schéma des coûts précédent (fig. 3).

c) Action simultanée des paramètres

Sous b), les paramètres ont été variés indépendamment les uns des autres. En admettant un renforcement supplémentaire et simultané des installations de turbinage et de pompage de 5%, des bassins d'accumulation de +500 GWh, et une année précédente favorable amenant un remplissage initial de 95% des bassins, le solde importateur d'hiver descend à 2870 GWh (1660 GWh en mettant en service toutes les centrales thermiques classiques). Ainsi, malgré le cumul des mesures guère réalistes ci-dessus, on ne parvient pas à couvrir la demande du semestre d'hiver sans recourir à des importations.

d) Simulation triannuelle

Une exploitation annuelle optimale du point de vue coût donnant toujours un déficit dans le bilan énergétique hivernal, est-il possible d'éviter ce déficit en optimisant non plus sur une année mais sur plusieurs années? Pour répondre à cette question, la période d'optimisation a été étendue à trois ans; l'années de pénurie se trouvant entourée de deux années moyennes.

Cette simulation triannuelle (fig. 8) confirme la nécessité d'avoir des bassins pleins au début de l'année de pé-

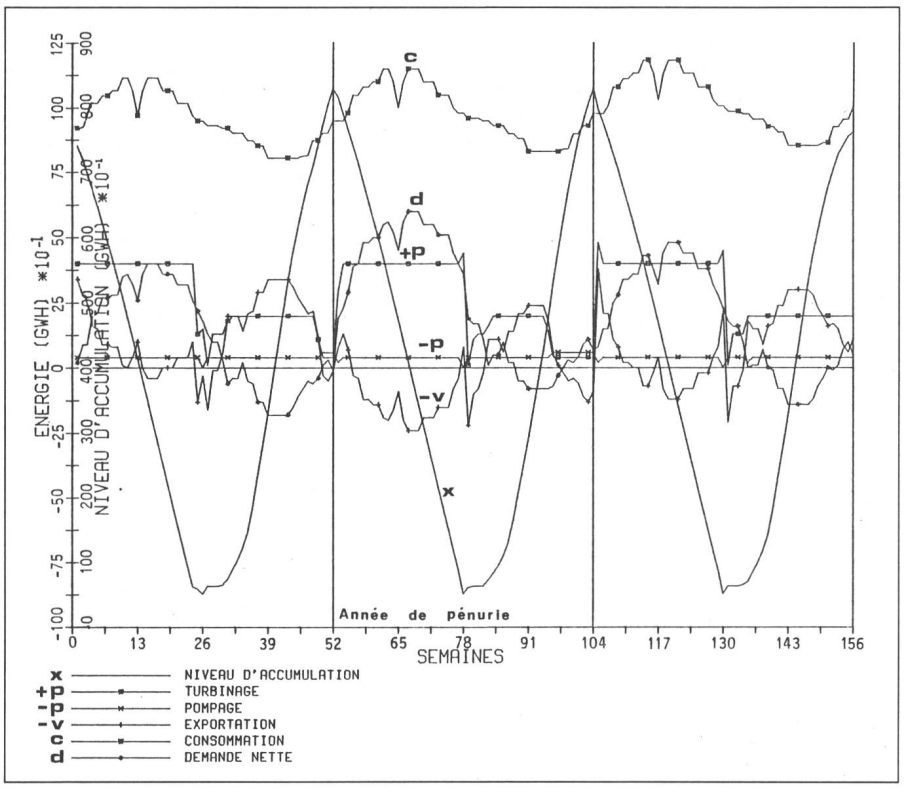

Fig. 8 Résultats de la simulation triannuelle

nurie. Cette condition, difficilement atteignable, n'évite pas pour autant la nécessité d'importer 2930 GWh au semestre d'hiver (1720 GWh si les centrales thermiques sont en service durant l'année de pénurie). La différence par rapport à la simulation annuelle provient essentiellement du degré de remplissage différent au début et en fin d'année de pénurie, la stratégie d'exploitation étant semblable.

Trois faits remarquables sont à signaler dans cette simulation triannuelle:

- La courbe de remplissage des bassins atteint «naturellement» son maximum au début de chaque année hydrologique sans qu'aucune contrainte ne soit imposée dans l'algorithme, si ce n'est le changement de tarif.
- Le remplissage initial du bassin au début de la période triannuelle n'influence pas l'exploitation du système durant l'année de pénurie.
- La mise en service tout au long de la période de toutes les centrales thermiques classiques n'influence pas le bilan du semestre d'hiver de l'année de pénurie.

En admettant le cumul guère réaliste des mesures déjà évoquées sous c), on ne parvient pas à passer l'hiver sans importation, même si les centrales thermiques classiques sont en service.

Pour ce modèle déterministe, la simulation triannuelle n'apporte pas de solution «miracle». Elle confirme la nécessité de débuter l'année hydrologique avec des bassins au plus près de leurs cotes maximales afin d'atténuer les conséquences d'une pénurie.

3.2 Année hydrologique 1989/90 avec une pénurie due à une hausse de la consommation

Le modèle a également été appliqué à un scénario de crise pétrolière grave, où la consommation est très forte en hiver du fait de l'utilisation «sauvage» du chauffage électrique. Ce scénario se base sur les hypothèses suivantes:

- consommation accrue d'électricité durant le semestre d'hiver due à l'utilisation sauvage du chauffage électrique (1 kW par ménage durant 16 h par jour, tout l'hiver);
- centrales thermiques classiques ayant un combustible à base de pétrole arrêtées;
- pas de nouvelles centrales nucléaires après Leibstadt;
- parc nucléaire sans défaillance;
- échanges contractuels d'énergie nucléaire entre la Suisse et la France suspendus;
- année hydrologique moyenne.

a) Résultats

Malgré l'hypothèse favorable d'une hydraulicité moyenne et d'un parc nucléaire sans défaillance, le déficit énergétique est très important, tant sur le semestre d'hiver (7380 GWh) que sur l'année (4130 GWh). Une forte augmentation du coût du GWh importé (50%) par rapport au GWh exporté, traduisant la rareté de l'énergie disponible sur le marché, n'a pas d'effet sur ces bilans. Une crise pétrolière grave telle que celle décrite est insurmontable, si l'on n'a pas recours soit à des rationnements, soit à des délestages.

4. Conclusions

Les résultats

Dans les cas de pénurie envisagés, on constate que même en développant les capacités des centrales à accumulation et celles des bassins, en construisant par exemple un grand complexe hydro-électrique comparable à Emosson, on ne parvient pas à résorber le déficit énergétique du semestre d'hiver.

Le déficit pourrait être évité soit par des importations, soit par la construction d'une grande unité de production, soit par des rationnements ou des délestages au niveau de la consommation.

Le modèle

Malgré ses limites, ce modèle, à ce stade de son développement, offre déjà des résultats très intéressants. En l'utilisant, il faut être bien conscient que les simplifications et équivalences admises pour le système ne peuvent conduire qu'à des résultats *optimistes* par rapport à la réalité.

D'autre part, il a permis de démontrer que la minimisation des coûts n'entraînait pas forcément la minimisation quantitative des importations, ce qui signifie en d'autres termes que l'optimum du coût n'est pas nécessairement l'optimum énergétique. Par ailleurs, le schéma des coûts est d'une importance primordiale pour la stratégie d'exploitation, et il est indispensable de le connaître pour mettre à profit ce modèle.

Le modèle agrégé de simulation demande encore à être développé. Dans une première phase, il serait utile d'introduire d'une part quelques contraintes internes et d'autre part une optimisation à double objectif: minimisation des coûts et de l'énergie importée. Enfin, dans une deuxième phase, ce modèle devrait être étendu au domaine stochastique [8].

Annexe 1

Données du scénario de pénurie «classique» pour le modèle

Pour l'accumulation

Puissance maximale de turbinage:	7960 MW
Puissance maximale de pompage:	1000 MW
Rendement du cycle pompage-turbinage:	$\eta_T \cdot \eta_P = 0{,}7$
Contenu minimal des bassins:	500 GWh
Contenu maximal des bassins:	8300 GWh

Les apports répartis uniformément sur la semaine ont été calculés par interpolation des valeurs mensuelles moyennes multiannuelles (1950 à 1977), voir [7], annexe 13. Un facteur (99% hiver et 101% été) pondère ces valeurs pour tenir compte des développements futurs, du pompage obligatoire et des conditions hydrologiques mauvaises (89%).

Pour l'importation - exportation

La puissance maximale d'importation et d'exportation est de 16 000 MW. Les facteurs des coûts selon les périodes se trouvent sur la figure 3.

Pour la demande nette

La consommation (27 700 GWh en hiver, 51 000 GWh sur l'année) a été répartie mois par mois par des indices estimés, puis interpolée semaine par semaine. La répartition au sein de la semaine est déterminée par la puissance aux heures de pointe et celle aux heures creuses extrapolées à partir des valeurs observées ces dernières années.

La production des centrales au fil de l'eau répartie uniformément sur la semaine, a été calculée par interpolation des valeurs mensuelles moyennes multiannuelles (1950 à 1977), voir [7] annexe 11. Un facteur (93%) pondère les valeurs obtenues pour tenir compte des développements futurs et de la faible hydraulicité (89%). La production des centrales nucléaires est répartie sur des semestres en tenant compte des changements de combustible et des révisions annuelles.

La part de production thermique fixe (incinérations, vapeur industrielle, etc.) a été estimée à 560 GWh en hiver et 340 GWh en été, et a été répartie uniformément par semestre.

La production totale (y compris celle évoquée ci-dessus) des centrales thermiques classiques a été évaluée à 1680 GWh en hiver et 810 GWh en été.

Literatur

[1] *A. Germond* e. a.: Recherche sur l'approvisionnement en énergie électrique en cas de pénurie. Rapport scientifique final du projet N° 4.255.078.04 réalisé dans le cadre du programme national de recherche IV du Fonds national suisse de la recherche scientifique. Lausanne/Zurich, décembre 1981.

[2] *J. Peschon, A. Germond* and *M. Ouf:* Assessment of dispersed energy storage. EPRI-Project 75-604. Palo Alto, Electric Power Research Institute, 1975.

[3] *D. de Werra:* Introduction à la programmation dynamique. Cours ASRO-EPFL «Application des méthodes de la recherche opérationnelle à certains problèmes des ingénieurs». Lausanne, Association Suisse de Recherche Opérationnelle (ASRO) et Département de Mathématique de l'EPFL, 1979; p. 37...51.

[4] *J. Simonett:* Gestion et planification optimales de la production d'énergie hydro-électrique. Cours ASRO-EPFL «Application des méthodes de la recherche opérationnelle à certains problèmes des ingénieurs». Lausanne, Association Suisse de Recherche Opérationnelle (ASRO) et Département de Mathématique de l'EPFL, 1979; p. 52...69.

[5] *F. J. Rees* and *R. E. Larson:* Computer-aided dispatching and operations planning for an electric utility with multiple types of generation. IEEE Trans. PAS 90(1971)2, p. 891...899.

[6] *P.-A. Chamorel* et *F. Renaud:* Programmation dynamique appliquée au problème du dispatching économique. Journées d'Information sur l'utilisation de l'ordinateur dans l'économie énergétique, 20 et 21 septembre 1979, Dättwil/AG. Zurich, ASE, 1979.

[7] Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1979 bis 1990. Sechster Zehn-Werke-Bericht. Bull. SEV/VSE 70(1979)18, S. 982...1020.

[8] *T. S. Dillon, R. W. Martin* and *D. Sjelvgren:* Stochastic optimization and modelling of large hydrothermal systems for long-term regulation. Electrical Power and Energy Systems 2(1980)1, p. 2...20.