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: 78 (1987)

Heft: 13

Artikel: Valeur marginale des eaux accumulées et prise en charge des machines en temps réel

Autor: Jaccard, Y.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-903883

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: 12.07.2025

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

Valeur marginale des eaux accumulées et prise en charge des machines en temps réel

Y. Jaccard

Pour une courte période (1 à 3 jours), on suppose connaître une prévision de la charge qui doit être satisfaite par un ensemble d'usines hydrauliques à accumulation. Le centre de gestion peut alors choisir une marche particulière en précisant une suite d'états du système de production et la puissance pour chaque groupe en service. On présente une méthode cherchant à établir, à l'aide des valeurs marginales des eaux accumulées, une marche qui minimise le coût total de production.

Es wird davon ausgegangen, dass man die Belastung eines Netzes über kurze Zeit (1 bis 3 Tage) zum voraus kennt und mittels mehrerer Speicherkraftwerke aufbringen muss. Die Leitstelle kann dann eine Reihe verschiedener Betriebszustände und die Leistung jeder Maschinengruppe vorgeben. Eine Methode wird beschrieben, mit der mit Hilfe der Grenzkosten der gespeicherten Wassermengen die gesamten Produktionskosten minimiert werden können.

Conférence présentée lors de la Journée d'information ETG (ASE) du 17 mars 1987 «Conception des réseaux d'énergie électrique assistée par ordinateur» à l'EPF Lausanne.

Adresse de l'auteur
Dr *Yves Jaccard*, ing. dipl. EPFL, S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), case postale, 1001 Lausanne.

1. Cadre général et objectifs

On considère une entreprise électrique qui se doit d'équilibrer son réseau de distribution en satisfaisant en tout temps les besoins de ses consommateurs à l'aide de différents moyens de production et de transport. On suppose que la puissance consommée est fournie en partie par des productions thermiques ou au fil de l'eau et par des achats à l'extérieur. On admet qu'il est possible d'établir une prévision à court terme de ces éléments. Le reste devant être produit par des aménagements hydrauliques à accumulation, le problème qui nous intéresse est celui de définir la participation de chaque usine de la manière la plus économique possible.

Dans un premier temps, on négligera certains phénomènes en supposant d'une part que les pertes de transport sont connues et ne sont pas influencées par la variation de la production et, d'autre part, que le réactif intervient seulement comme contrainte limitant l'actif, sans modifier les rendements des machines.

On situe ainsi le problème dans le cadre suivant:

- Sur une période de travail (entre un demi et quelques jours pour lesquels les programmes d'échanges sont définis), on admet avoir construit une prévision de la charge qui doit être satisfaite par un parc donné d'usines hydrauliques à accumulation. Toutes les fournitures et les disponibilités des autres moyens de production sont prévus (puissances en fonction du temps).
- On se donne les contraintes d'exploitation (débits et/ou puissances) et les périodes d'indisponibilités des machines.

Connaissant la valeur des eaux stockées dans chaque lac, on cherche à maximiser une fonction économique pour atteindre les objectifs suivants:

1. Etablir une prévision de la marche des machines qui minimise les coûts de production:

Définir une succession de points d'enclenchement/déclenchement et préciser *l'état de marche* du système de production (c'est-à-dire le nombre de groupes en service dans chaque usine) dans chaque sous-intervalle.

2. Définir la marche en temps réel: Répartir la charge entre les différents groupes en service, c'est-à-dire préciser les pourcentages TB (taux de base) et TR (taux de réglage) des puissances nominales PN des usines, connaissant les caractéristiques statistiques de la variable de réglage Y (produite par le régulateur, $0 \leqslant Y \leqslant 1$), la puissance totale d'une usine s'écrivant

$$P = (TB + TR \cdot Y)\, PN. \qquad (1)$$

Estimer le coût (en frs) de la différence entre la marche réelle (TB et TR réels choisis par l'agent de quart) et la marche proposée (TB et TR proposés), celui-ci permettant de mesurer l'urgence de la prochaine correction.

La fonction économique tiendra compte de la valeur des eaux exploitées, des coûts d'enclenchement des groupes, de l'écart et de la marge de réglage.

2. Méthode traditionnelle

Traditionnellement, le gestionnaire établit des consignes en imposant un ordre de prise en charge des usines. Dans certains cas, il demandera une marche en programme ou un contingent à prélever sur tel ou tel aménagement. Les consignes préciseront l'utilisation des pompes. Cette façon de procéder très simple souffre des imperfections suivantes:

- Le choix de l'ordre est intuitif.
- On ne sait pas quand le modifier (en permutant deux usines).

- La formulation n'est pas bonne pour deux aménagements identiques.
- Les rendements des machines et les pertes de charge sont définis par la «bonne marche» que cherche l'agent de quart.
- Tendance à la surcorrection.
- Peu de fondements rationnels.

3. La valeur marginale des eaux accumulées

La valeur marginale (VM) des eaux accumulées dans un lac est la valeur d'une unité de volume supplémentaire. Cette quantité dépend à la fois du stock accumulé et du moment dans la saison. Elle n'est rien d'autre que la dérivée de la valeur marchande du stock. C'est aussi une fonction décroissante (nulle lorsque le lac déverse et élevée s'il est presque vide). La décroissance de VM implique la concavité de la valeur du stock. En un instant fixé, elle contient toute la partie utile des hypothèses qui sont faites sur l'avenir (estimation des prix du marché, des apports, les indisponibilités des machines, les contraintes diverses, etc.). Comme ces quantités sont aléatoires, les valeurs marginales le sont également.

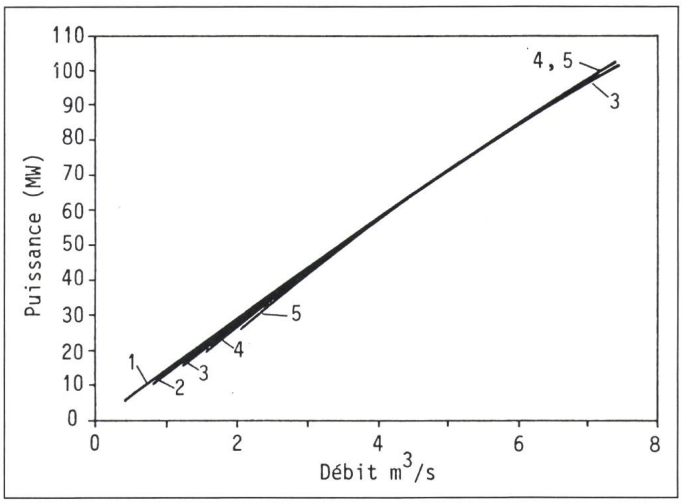
On peut estimer la valeur marginale en regardant s'il est avantageux de turbiner 1 m^3 de plus aujourd'hui et 1 m^3 de moins plus tard. Si les contraintes ne sont pas actives, l'optimum est atteint lorsque la valeur de 1 m^3 de plus est la même, qu'il soit turbiné aujourd'hui ou demain. Cette égalité caractérise à elle seule le turbinage optimal.

4. Ordre de prise en charge des calculs

- En partant du présent et pour les quelques minutes qui suivent, on détermine totalement la marche en temps réel en définissant les taux de participation des machines (TB et TR).
- Sur la période qui suit (d'un demi à quelques jours), on construit les points d'enclenchement/déclenchement et les états sur chaque sous-intervalle par minimisation de la fonction objectif.
- Sur une longue période suivante (une à deux années), on constitue les valeurs marginales des ouvrages.

Comme les hypothèses sur l'avenir (apports, prix, indisponibilités) influencent la gestion du présent, il est naturel que les calculs procèdent successivement du futur vers le présent et que chaque opération utilise les résultats obtenus aux étapes précédentes.

Figure 1
Puissance *P(Q)* de l'usine de Chandoline (5 groupes de 32 MW) en fonction du débit turbiné
Les cinq courbes recouvrent chacune une certaine plage (peu visible) des débits. La très mauvaise lisibilité provient des variations relativement faibles des rendements. Paramètre: nombre de groupes en service.



5. Marche stationnaire et coût marginal de production

5.1 Fonction énergétique

Choisissons une usine et un nombre de groupes en service supposés identiques et se partageant proportionnellement la puissance totale. Si on admet que la hauteur de chute brute est fixée, la puissance de production P est une fonction du débit Q appelée *Fonction énergétique*. On peut alors adopter un modèle du type:

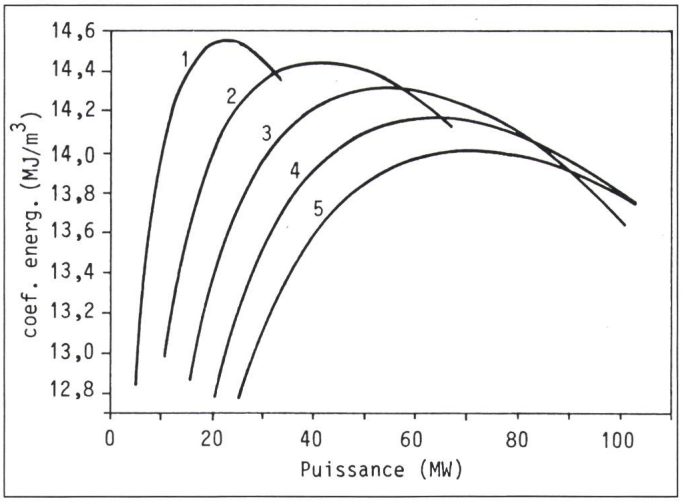
$$P(Q) = Pol(PI(Q)) \qquad (2)$$

$$PI(Q) = (A - B \cdot Q^2)Q \qquad (3)$$

où PI(Q) est la puissance mécanique de l'eau au niveau des injecteurs, A et B sont des coefficients positifs construits à partir des mesures de pertes de charge, et où Pol(.) est un polynôme estimé à l'aide des mesures de rendement des groupes. En pratique, le degré 3 (ou 4) est suffisant car il permet déjà une précision équivalente à celle des mesures. Pour une même usine, la figure 1 présente cinq fonctions P(Q); ces valeurs sont très proches à cause des rendements très voisins. La figure 2 montre le rapport P(Q)/Q en fonction de la puissance.

Pour une marche à un débit Q, le coefficient énergétique marginal P'(Q), dérivée de P(Q), est une fonction décroissante (on le vérifie numériquement). Cette qualité de concavité de P(Q) est une propriété essentielle permettant de garantir l'unicité de la meilleure solution. La théorie développée plus loin devient caduque sans cette hypothèse.

Figure 2
Coefficient énergétique *P(Q)/Q* de l'usine de Chandoline (5 groupes) en fonction de la puissance produite
Paramètre: nombre de groupes en service



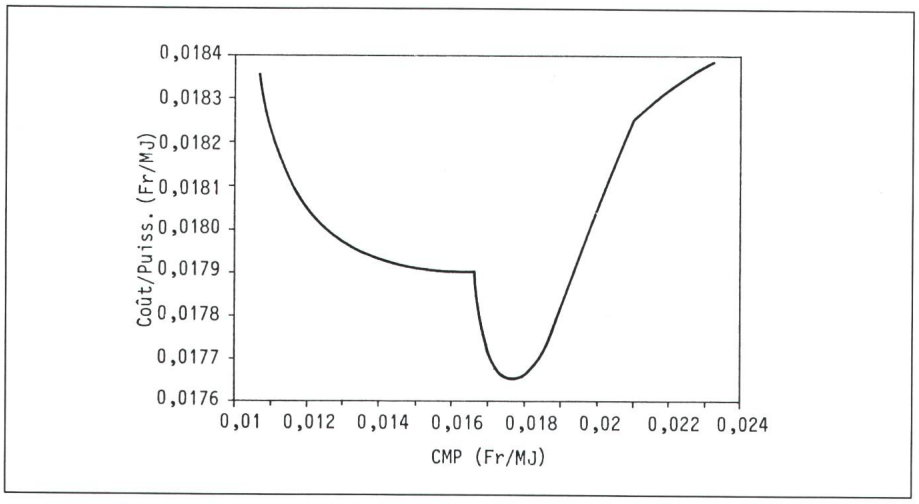


Figure 3 Coût moyen (rapport C/P en fonction du coût marginal de production (CMP)

(C en fr./s, P en MW)

La marche à rendement maximal est celle qui minimise ce rapport. Les points singuliers de la courbe sont ceux pour lesquels les puissances des usines quittent les bornes respectives. Ces points sont clairement visibles dans la figure 4. Les figures 3, 4 et 5 correspondent à la même situation dans laquelle les groupes en service de cinq usines sont fixés. Il n'y a pas d'intérêt à représenter le coût en fonction de la puissance, qui s'approche beaucoup d'une droite.

dérivée de C (à l'optimum) par rapport à P, c'est-à-dire le coût marginal de production de l'ensemble.

On peut également prouver que CMP est une fonction croissante de P (coût unitaire d'extraction croissant avec la quantité), ce qui permet de construire implicitement les fonctions P (CMP) et C(CMP), respectivement puissance et coût, considérées alors comme fonctions du coût marginal de production, avec la relation déjà annoncée

$$C'(CMP) = CMP \cdot P'(CMP) \qquad (7)$$

dans laquelle les primes (′) désignent des dérivées par rapport à CMP.

Dans le plan (P,C), la courbe (P(CMP), C(CMP)) paramétrée par CMP est donc convexe, ce qui signifie qu'une augmentation d'un MW sur P impose une augmentation de coût qui

5.2 Les marches stationnaires optimales à puissance totale donnée

Considérons deux aménagements avec les valeurs marginales VM1, VM2 et les fonctions énergétiques P1(Q1), P2(Q2) respectivement. On parle de *Marche stationnaire* si Q1 et Q2 sont constants dans le temps. La puissance totale P s'écrit alors

$$P = P1(Q1) + P2(Q2) \qquad (4)$$

et le coût total (en fr./s)

$$C = Q1 \cdot VM1 + Q2 \cdot VM2. \qquad (5)$$

En général, la puissance P peut se répartir de différentes manières entre les usines 1 et 2, et le coût C varie en fonction de cette répartition. La marche qui minimise C est appelée *Marche stationnaire optimale* pour la puissance P.

Grâce à la concavité de P1 et de P2, on montre que la marche optimale est unique, que le *Coût marginal de production* (CMP) et alors le même dans chaque usine si aucun des débits Q1 et Q2 n'atteint l'une de ses bornes (min. ou max.):

$$CMP = VM1/P1'(Q1) = VM2/P2'(Q2) \qquad (6)$$

CMP, qui s'exprime en francs par unité d'énergie, représente encore la

Figure 4
En fonction du coût marginal de production (CMP), les puissances (translatées des valeurs minimales) de cinq usines sont «empilées»

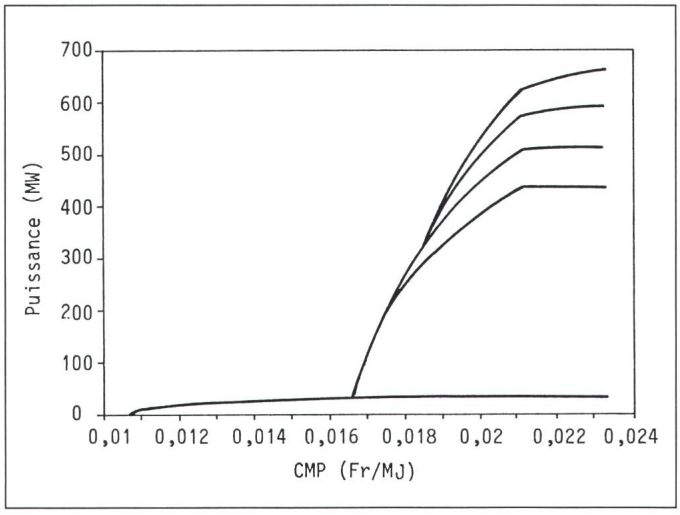
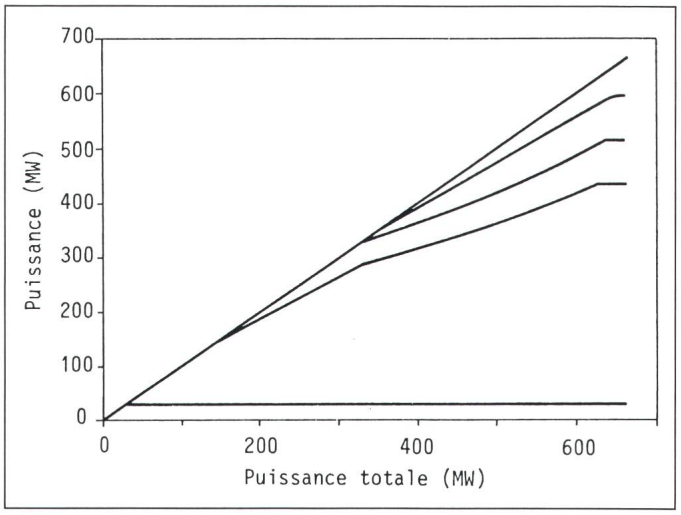


Figure 5
Même représentation que la figure 4 avec la puissance totale (translatée) en abscisse

On mesure la répartition entre les usines.



est d'autant plus forte que la puissance P est grande.

Mises à part les variations aléatoires «rapides» de la charge, on a tout intérêt à distribuer la puissance produite par les machines suivant une telle marche.

Pour les mêmes raisons que celles qui sont la cause de la mauvaise lisibilité de la figure 1, la représentation de C(CMP) en fonction de P(CMP) ressemble beaucoup à une droite. Par contre, le coût moyen de production est plus caractéristique (fig. 3). Les figures 4 et 5 montrent la distribution des puissances entre les usines.

5.3 Marche stationnaire optimale à rendement maximal

On définit ici une marche stationnaire optimale particulière qui ne présente pas d'autre intérêt que celui de permettre de construire un terme de pénalité relatif à un écart de production pour la fonction objectif. Si les machines ne sont pas toutes à l'arrêt et qu'il n'y a pas de pompage, la puissance P est toujours positive et on peut considérer le rapport C/P (qui est le coût moyen de production) et rechercher la valeur spécifique CMP_o de CMP qui maximise C/P. Cette marche particulière à puissance $P(CMP_o)$ s'appelle *Marche à rendement maximal* (fig. 3).

6. La fonction objectif

Pour minimiser les coûts de production, il faut pouvoir les préciser très exactement en définissant une *Fonction objectif* (fonction coût) qui comprenne tous les phénomènes économiques intervenant dans le problème.

La construction de la fonction objectif se base sur:
- la connaissance (d'une prévision) de la charge en négligeant les fluctuations aléatoires «rapides»,
- l'établissement d'une décomposition de l'intervalle d'optimisation en sous-intervalles,
- un choix particulier du nombre de groupes en service dans chaque sous-intervalle de la décomposition (suite d'états).

Pour la décomposition, on veillera à ce que les plages de variations de la charge dans chaque sous-intervalle ne soient pas trop fortes. Les discontinuités de la charge seront des points de discrétisation.

Les termes qui constituent la fonction objectif sont de deux types:

- Les *Termes discrets* qui sont des masses financières intervenant à chaque enclenchement/déclenchement d'un groupe:
  - une somme caractérisant la «fatigue» du groupe (usure causée par les gradients thermiques),
  - un volume d'eau «perdu» pour la mise en mouvement du groupe (synchronisation sur le réseau) et un autre «volume utilisé» pour générer l'énergie cinétique des masses dans les galeries.

- Les *Termes continus* qui sont le résultat d'une intégration d'un «débit financier» sur chaque sous-intervalle:
  - La valeur des eaux turbinées, c'est- à-dire C(CMP) lorsque CMP est choisi (en fonction du temps).
  - Un coût d'usure des machines (sable sur les turbines).
  - Si on désire imposer une plage de réglage minimale (ce qui restreint les possibilités de choix des groupes en service à chaque sous-intervalle) et une plage de réglage optimale, on attribue un coût de pénalité pour chaque MW manquant pour le réglage. Ce procédé va inciter l'algorithme à éviter des états ne permettant pas un réglage suffisant ou à les utiliser tout de même lorsque les autres états sont trop chers à d'autres points de vue.
  - Si on tolère un écart entre la charge à satisfaire et la puissance réellement produite, on imposera une bande maximale que l'écart ne devra pas dépasser. Si EC désigne cet écart, on envisage le terme de pénalité suivant:

$$- EC \cdot CMP_o (1-TP) \text{ si } EC > 0 \qquad (8a)$$

ou

$$- EC \cdot CMP_o (1+TM) \text{ si } EC < 0 \qquad (8b)$$

où TP (strictement compris entre 0 et 1) représente un taux pour l'énergie excédentaire exportée qui sera supposée être restituée avec le coefficient (1-TP) et à un prix déclaré égal au coût marginal de la marche à rendement maximal (CMP_o), et où TM (strictement positif) joue un rôle symétrique. Ce terme dissuade ainsi de choisir une puissance qui engendre un écart trop grand.

Après avoir choisi les paramètres qui interviennent dans la fonction objectif, on est en mesure de déterminer en tout temps le coût marginal de production (CMP(t)) qui minimise instantanément la somme des termes continus. On en déduit la marche la plus économique et le coût global correspondant (avec toutes les pénalités, exprimé en fr./s).

7. La recherche de la suite des meilleurs états

Par un algorithme traditionnel de programmation dynamique [1], on peut chercher la suite des meilleurs états qui minimise la fonction objectif. L'état initial est supposé connu et l'état final est libre (il n'y a pas de raison qu'un état final soit meilleur qu'un autre).

Il se pose cependant un problème pratique lié au très grand nombre d'états. On calcule facilement ce nombre en remarquant qu'une usine à k groupes possède (k+1) états propres et que le nombre total des états d'un parc est le produit des nombres d'états propres des usines qui le composent. A titre d'exemple, ce nombre atteint plus de 100 000 pour les seules usines à accumulation dont EOS assure la gestion.

Si N désigne le nombre de sous-intervalles, M le nombre d'états admissibles sur chacun, TD (respect. TC) le temps nécessaire à l'estimation d'un terme discret (respect. continu) de la fonction objectif, on vérifie que le temps de calcul total est de l'ordre de

$$N \cdot M \cdot (TD + M \cdot TC) \qquad (9)$$

Cette constatation exclut l'application stricte d'un algorithme de programmation dynamique. Dans la pratique, on est contraint de développer un moyen permettant de construire une «bonne solution», quitte à ne pas trouver la meilleure. On procède par éliminations successives, où chaque passe fait appel à une estimation toujours plus précise de la fonction objectif.

8. Distribution de la charge et du réglage entre les machines

8.1 Le régulateur

En temps réel et pour un état donné, l'agent de quart précise la marche des groupes en définissant pour chaque

usine I deux paramètres TB_i et TR_i (taux de base et taux de réglage) qui expriment des puissances relatives à la puissance nominale PN_i, la production de l'usine s'écrivant

$$P_i = (TB_i + TR_i \cdot Y) PN_i \qquad (10)$$

où Y (entre 0 et 1) est construit en tout temps par le régulateur [2] qui dispose des mesures des points d'échanges.

On estime les propriétés statistiques de la variable aléatoire Y (espérance EY et variance VY).

8.2 Les meilleurs TB_i et TR_i

On cherche alors à déterminer les TB_i et TR_i qui engendrent la marche la plus économique.

Si Y reste égale à sa moyenne EY, la puissance totale des machines est connue et distribuée comme pour une marche stationnaire à coût marginal de production CMP, d'où une relation entre TR_i et TB_i. Les usines pour lesquelles cette marche stationnaire implique une puissance extrême (minimale ou maximale) ne participeront pas au réglage ($TR_i = 0$).

Soit PR la marge totale de réglage imposée et définie par

$$PR = \Sigma PR_i \qquad (11)$$

où

$$PR_i = TR_i \cdot PN_i \qquad (12)$$

Avec les TR_i comme inconnues, on peut exprimer le coût de production CT(DY) d'un écart DY entre Y et sa moyenne EY. Par développement limité autour de Y = EY, on estime

$$CT(DY) - C(CMP) =$$

$$CT' \cdot DY + 0{,}5\, CT'' DY^2 + \ldots \qquad (13)$$

Le coût CR induit par le réglage (l'espérance de CT) devient au troisième ordre:

$$CR = 0{,}5 CT'' \cdot VY \qquad (14)$$

où VY est la variance de Y. En exprimant CT″ à l'aide des TR_i, on obtient une expression de CR dont la minimisation permet de trouver les meilleurs TR_i.

8.3 Le coût d'une différence entre réglage réel et proposé

On cherche à estimer le coût d'une différence entre le réglage proposé et celui que l'agent de quart a choisi, afin de lui permettre de mesurer l'urgence de la correction. Des techniques semblables à celles utilisées au paragraphe précédent permettent d'exprimer cette quantité.

9. Prolongements et extensions futurs

Nous avons supposé au début qu'une variation de la production de l'accumulé ne modifiait pas les pertes de transport et que la production d'énergie réactive n'influençait pas les rendements des machines. On peut lever ces deux approximations.

Dans le futur, il est certainement très difficile de prévoir les valeurs des paramètres qui caractérisent complètement l'état du réseau. Il paraît alors utopique de vouloir considérer une simulation plus précise, qui ne sert finalement qu'à définir une suite d'états ressemblant probablement beaucoup à celle du modèle simplifié. D'ailleurs, d'autres imprécisions (sur la charge par exemple) induisent des erreurs qui sont vraisemblablement d'un ordre supérieur.

Les mesures disponibles, en temps réel, permettent de construire une fonction objectif (à temps fixé) qui tienne compte des lois physiques du réseau, des coûts (pertes en ligne, écarts de tension, etc.) et des contraintes (tensions, intensités).

La recherche de la distribution de la charge entre les machines (pertes comprises) nécessite la résolution du modèle du réseau. Il faut noter que les fonctions énergétiques des usines dépendent du débit et de la puissance réactive et que CMP varie d'un point à l'autre du réseau.

10. Quelques retombées dignes d'intérêt

Indépendamment de sa capacité de proposer une prise en charge plus économique des machines, l'outil présenté permet d'obtenir certaines valeurs intéressantes:

- En temps réel, on peut estimer le coût du réglage qui est induit par l'obligation de suivre les variations «rapides» de la charge.
- Sur la période d'optimisation, on peut:
  - calculer le coût d'une réserve tournante déterminée en jouant sur la plage de réglage minimale imposée au système,
  - déterminer le coût d'une indisponibilité momentanée ou d'une contrainte supplémentaire (puissance, nombre de groupes, etc.),
- disposer du coût marginal de production CMP en fonction du temps. Cette information est précieuse, car elle permet de construire une marche plus économique pour d'autres moyens de production ou de consommation (modification d'un programme d'échange, marche de machines appartenant à des tiers et qui fonctionnent dans la zone de réglage).

Bibliographie

[1] *R.E. Bellman:* Dynamic programming. Princeton N.J., Princeton University Press, 1957.

[2] *P. Desponds:* Le réglage fréquence-puissance des réseaux électriques. Bull. ASE/UCS 77(1986)10, p. 572...575.

Monter un assortiment d'installation dans tous les canaux d'allège?

Oui! Avec des produits Feller!

Vous trouverez les appareils JK aux pages 201-265 du catalogue Feller.

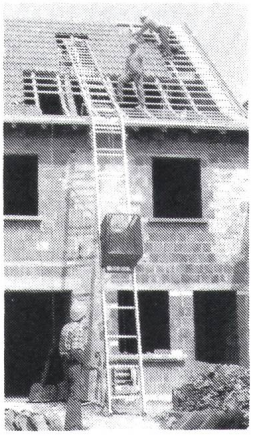
Feller

EIT Elektro Installations Technik

Feller AG
CH-8810 Horgen
Tél. 01 725 65 65

RIEDER

1880 BEX — 1896 VOUVRY - 025/81 34 34



MAXIAL SWISS

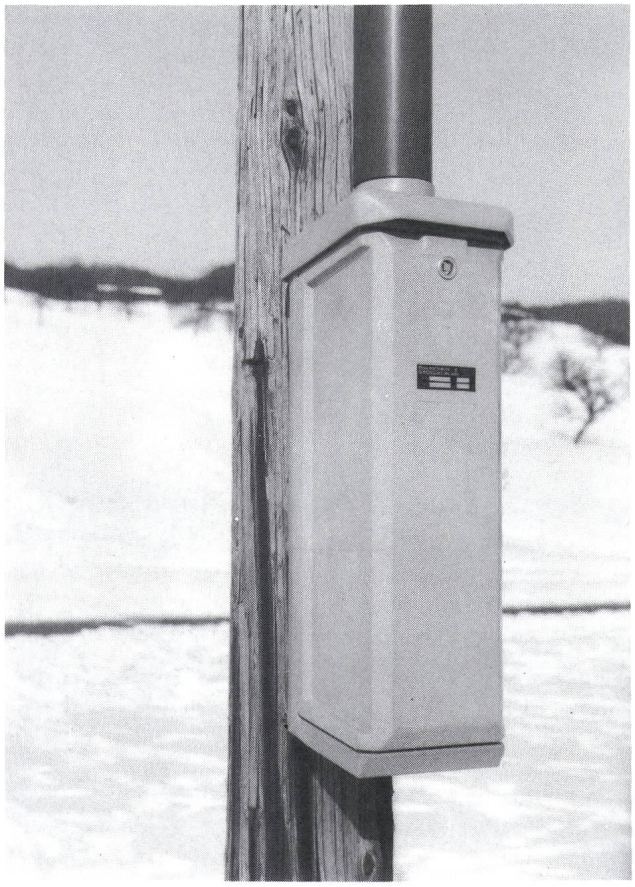
Der moderne Baustellenaufzug für Ihre Baustelle
Höhe 13 m mit Ziegelkarre
Fr. 6095.- komplett
Höhe 12.50 m mit Kippkübel
Fr. 7475.- komplett
Höhe 20.50 m für Gerüstbau
Fr. 7855.- komplett
PROFITIEREN SIE!
RIEDER S.A.
1896 VOUVRY
Tél. 025/81 34 34

RIEDER AG, Postfach 270, 1880 BEX - 025/81 34 34
Ja, senden Sie mir Ihre Dokumentation über **Maxial-Swiss**

NAME: _____
BRANCHE: _____
STRASSE: _____
ORT: _____
TEL.: _____

60A 160A 250A 400A

Freileitungs-Sicherungskasten



für Stangenmontage

- mit robustem Glas-Polyestergehäuse in zwei verschiedenen Grössen
- Ausrüstung nach Wunsch mit
  - Gewindesicherungen DIAZED
  - NH-00 Einzelelemente
  - NH-00 Schaltleiste vertikal
  - NH-00 Lasttrenner horizontal
  - NHS (SEV) 250 A
  - NHS Lasttrennleiste 400 A (SEV G 4/DIN Gr. 2)
- natürlich mit dem nötigen Zubehör wie PVC-Rohre, Rohrbriden, Einführungskappe etc.

Verlangen Sie den ausführlichen Prospekt!

RAUSCHER STOECKLIN

RAUSCHER & STOECKLIN AG
CH-4450 SISSACH
TELEFON 061 98 34 66
TELEX 966 122
TELEFAX 061 98 38 58

Wandel & Goltermann
Elektronische Meßtechnik

Freudige Überraschung für alle, die TF-Pegel messen: Jetzt geht's auch selektiv aus der Hand, 200 Hz bis 1,62 MHz

Der Selektive Pegelmesser SPM-33 ist extrem leicht, bedienungsfreundlich und netzunabhängig. Dabei müssen Sie auf Synthesizer-Genauigkeit, AFC, Suchlauf, Normalizer- und Memory-Funktion nicht verzichten. Frequenzeinstellung numerisch, schrittweise oder quasi-kontinuierlich. Ergebnisanzeige mit 0,01 dB Auflösung, flinke Balkenanzeige zur Trendbeobachtung. 3 Bandbreiten, die üblichen Impedanzen, symm./koax. Eingang. Speicher für 100 Set-Ups/Festfrequenzen und Ergebnisse. Das macht den SPM-33 attraktiv für Betrieb und Wartung von TF-Übertragungssystemen.

Wandel & Goltermann (Schweiz) AG, Postfach 254
3000 Bern 25, Tel. 31-42 66 44, tlx. 912 350 wgch

Bitte senden Sie mir kostenlos
☐ Ihren Farbprospekt SPM-33
☐ einen Beratungsingenieur

Name .....

Firma .....

Straße .....

Ort .....

Telefon .....CH 7389 K