

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 45 (1954)
Heft: 12

Rubrik: Production et distribution d'énergie : les pages de l'UCS

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 18.01.2025

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

Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

Le réglage de la puissance à Mettlen

Par W. Hauser, Olten

621.316.26(494.275) : 621.316.728

L'énergie produite dans les centrales des Forces Motrices de la Maggia est transportée en majeure partie vers le nord par les lignes aériennes d'ATEL. A la sous-station de Mettlen, il s'agit alors de séparer les différentes quotes d'énergie pour les transmettre aux partenaires respectifs. Le présent article décrit les problèmes de régulation qui se posent à cet égard et la solution choisie. Il indique pour finir les schémas de principe du réglage puissance-fréquence aux trois usines régulatrices de Piottino, d'Innertkirchen et du Loentsch.

Die in den Maggiakraftwerken erzeugte Energie wird über die Alpenleitungen der Atel zum grössten Teil nach Norden transportiert, wobei im Unterwerk Mettlen die einzelnen Energiequoten ausgeschieden und den betreffenden Partnern übergeben werden müssen. Der nachfolgende Artikel schildert die sich in diesem Zusammenhang stellenden Regulierprobleme und die getroffene Lösung. Das Exposé enthält am Schluss die grundsätzlichen Schemata der Leistungs-frequenzregulierung in den einzelnen Regulierwerken.

La première étape des Forces Motrices de la Maggia est en voie d'exécution. La centrale de Verbano est déjà en service avec ses quatre groupes, tandis que les deux autres centrales de Caveragno et Peccia, ainsi que le bassin d'accumulation de Sambuco, sont en construction. La mise en service complète des ouvrages de cette première étape aura lieu en 1955/56.

La puissance totale de ces trois centrales atteindra au maximum 200 000 kW et la production moyenne possible environ 800 GWh par année. Six partenaires se partagent les Forces Motrices de la Maggia, dont 5 utilisent au nord des Alpes l'énergie qui leur revient. On utilise à cet effet les conduites aériennes existantes d'ATEL (Aar et Tessin S. A., Olten). A partir des trois centrales des Forces Motrices de la Maggia (FMM), l'énergie est dirigée sous 225 kV vers la sous-station à 225 kV d'ATEL à Lavorgo, en partie au moyen de leurs propres lignes, en partie au moyen de celles d'ATEL. De Lavorgo, le transport continue principalement par la ligne du Lukmanier jusqu'à la sous-station de Mettlen, point

suisses. La fig. 1 illustre ce que nous venons de dire, les réseaux raccordés étant marqués par des cercles.

Les cinq partenaires des FMM, dont l'énergie est transportée en bloc vers le nord, se sont réunis en trois groupes, comme le montre la fig. 1 :

- 1^{er} groupe = groupe FMO (à l'exception de la Ville de Bâle), entreprises participant déjà aux Forces Motrices de l'Oberhasli, soit les FMB (Forces Motrices Bernoises), la Ville de Zurich et la Ville de Berne,
- 2^e groupe = ATEL nord (ATEL et la Ville de Bâle),
- 3^e groupe = NOK (Forces Motrices du Nord-Est suisse).

Il s'agit donc de répartir à Mettlen l'énergie amenée par la ligne du Lukmanier entre les trois groupes ci-dessus. La subdivision de l'énergie à l'intérieur d'un groupe incombe aux partenaires de ce groupe, sans toucher ceux des autres. Pour constituer ces trois fractions, deux d'entre elles doivent être réglables, tandis que le reste forme la troisième part. Le schéma de principe est donné à la fig. 2, qui représente de nouveau les réseaux interconnectés à Mettlen et, en plus, les stations de réglage qui sont à la disposition des 3 groupes, soit :

l'usine d'Innertkirchen (et éventuellement plus tard l'usine de Marmorera) pour le groupe FMO,

l'usine de Piottino pour le groupe ATEL nord, l'usine du Loentsch pour le groupe NOK.

Nous avons indiqué par des flèches en traits pleins un état d'exploitation possible. Innertkirchen règle la quote de puissance, respectivement d'énergie que le groupe FMO peut recevoir des FMM, l'usine du Loentsch celle des NOK; le reste s'en va automatiquement au groupe ATEL nord. Dans ce cas, Piottino règle la puissance d'échange avec la France (EDF) à la frontière franco-suisse (Bottmingen).

Les flèches en traits pointillés désignent les endroits où la puissance peut également être réglée. C'est ainsi par exemple que l'usine du Loentsch est en mesure de fixer à la frontière germano-suisse la puissance livrée à l'Allemagne ou prélevée dans ce pays, par exemple à travers le réseau RWE. Dans ces conditions, l'usine du Loentsch n'est naturelle-

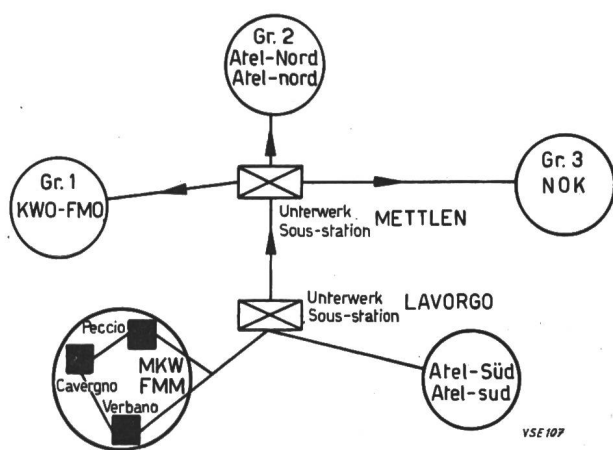


Fig. 1

Répartition de l'énergie de la Maggia
Schéma de principe
Gr. Groupe

d'intersection de différentes lignes à haute tension, venant avant tout des directions est/ouest et sud/nord. Il s'ensuit que des liaisons importantes relient Mettlen à diverses grandes entreprises d'électricité

ment plus à même de régler la puissance à Mettlen; c'est pourquoi l'usine de Piottino assume alors cette fonction. Il existe donc de multiples problèmes et possibilités de réglage. Ainsi, Innertkirchen assume, par exemple, la régulation entre les réseaux de la S. A. l'Energie de l'Ouest Suisse (EOS) et des Forces Motrices Bernoises (FMB), ATEL nord — à côté de la tâche mentionnée plus haut — le réglage de la puissance prélevée ou remise à la frontière italo-suisse à Ponte Tresa, etc. Il est évident que, dans le cadre d'une exploitation conjuguée des réseaux en question, qui travaillent en fait constamment en parallèle, une entente doit se faire sur la manière d'opérer ces régulations.

Dans les explications qui précèdent, on a parlé un peu arbitrairement d'un partage du réseau d'ATEL en ATEL nord et ATEL sud. Ces deux réseaux partiels sont en réalité interconnectés par les lignes aériennes du Lukmanier et du Gothard et constituent en principe une unité. La production

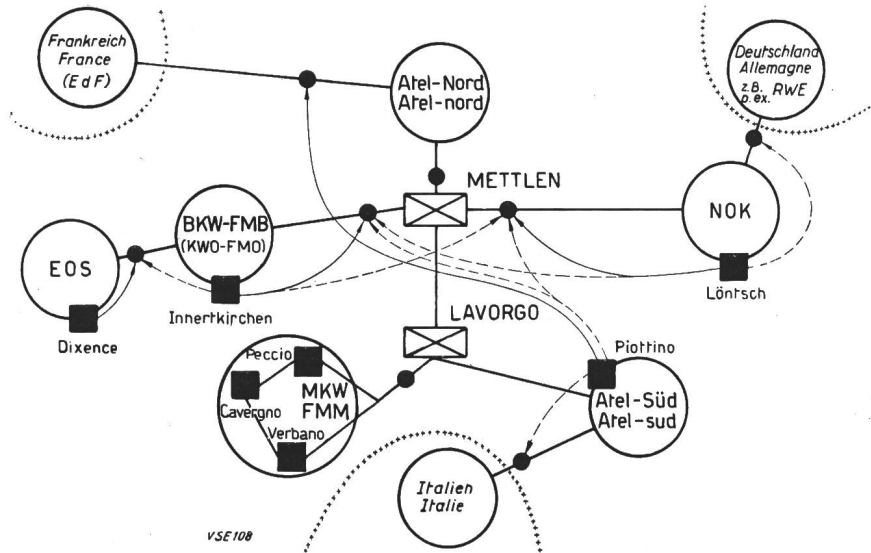


Fig. 2
Répartition de l'énergie de la Maggia
Possibilités de réglage de la puissance

Après avoir brièvement esquissé le principe du réglage à Mettlen, nous allons examiner de plus près sa réalisation.

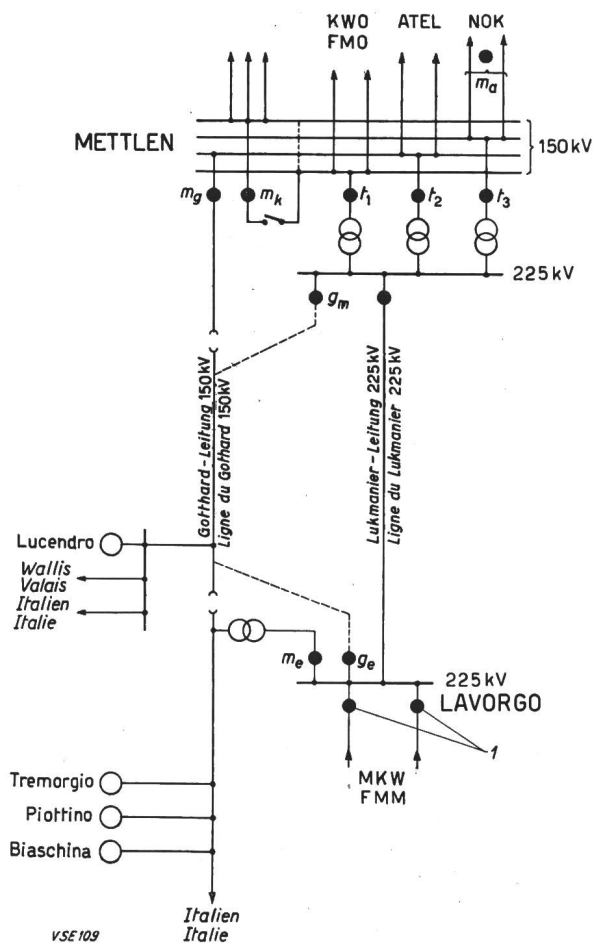


Fig. 3
Mesure de l'énergie et détermination des valeurs télécommandées

d'ATEL sud est transportée en grande partie vers le nord, c'est-à-dire que l'énergie des quatre centrales de Biaschina, Piottino, Tremorgio et du Lucendro s'ajoute à l'énergie des FMM pour traverser les Alpes par les lignes du Lukmanier et du Gothard. Cette énergie provenant des usines d'ATEL doit être séparée de nouveau à Mettlen (puissance et quantité) et dirigée sur le réseau d'ATEL nord. La fig. 3, qui illustre ces conditions, montre à la sous-station à 225 kV de Lavorgo l'arrivée des deux lignes à 225 kV des FMM. La ligne du Lukmanier transporte cette énergie à Mettlen, où sa tension est abaissée à 150 kV par trois transformateurs de 100 MVA chacun, pour rejoindre le système de barres collectrices à 150 kV auquel les lignes des divers partenaires sont connectées. Revenons à la sous-station de Lavorgo. Un transformateur de 100 MVA relie le système à 150 kV d'ATEL (avec ses quatre centrales situées au sud des Alpes) à la barre collectrice 225 kV de Lavorgo et par là à la ligne du Lukmanier. Sur ce réseau à 150 kV vient se greffer la ligne du Gothard, qui aboutit elle-même à Mettlen, côté 150 kV. Dans trois ans environ, la tension de cette ligne passera également à 225 kV. Les raccords correspondants sont indiqués en pointillés dans la fig. 3; à ce moment-là, il faudra ouvrir les liaisons schématiquement indiquées par 2 sectionneurs de part et d'autre de la ligne du Gothard.

Pour simplifier, supposons pour un instant que la ligne du Gothard soit effacée du schéma. L'énergie totale des FMM est alors transportée à Mettlen par la ligne du Lukmanier jusqu'aux transformateurs 225/150 kV. Dans le cas normal, chacun des trois groupes a un transformateur à sa disposition. Le réglage de la puissance a lieu par conséquent très simplement aux points t_1 , t_2 et t_3 sur les transformateurs. Il faut toutefois s'attendre à ce que dans certaines conditions, un transformateur, ou

même deux en cas extrême, soient hors service ou bien que d'autres couplages soient nécessaires, sans qu'il en résulte une modification dans la répartition de l'énergie entre les trois groupes. L'examen de tous les cas pratiquement imaginables a montré qu'une possibilité de réglage subsistera toujours, aussi longtemps qu'aux points de réglage t_1 , t_2 et t_3 viendront s'ajouter les deux autres en m_a et m_k (voir fig. 3). On mesure au point m_a la somme des puissances des deux lignes alimentant le réseau des NOK, soit exactement la part qui revient au groupe NOK; et m_k mesure l'énergie passant par le disjoncteur de couplage, qui peut relier l'une quelconque des barres à une autre. Il est donc possible de brancher un certain nombre de lignes partantes, par exemple celles du groupe FMO, sur une barre et de faire passer l'énergie qui leur est destinée par le disjoncteur de couplage. La fig. 4 montre à l'aide de trois exemples comment la régulation peut se faire au moyen des cinq points de mesure.

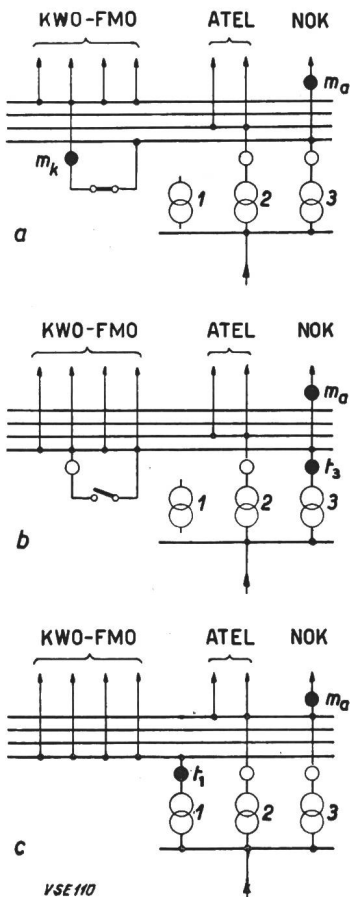


Fig. 4
Sous-station de Mettlen

Différents états d'exploitation

1, 2, 3 Transformateurs

a 1^{er} exemple: Transformateur 1 hors service. Le réglage doit se faire aux points m_a et m_k

b 2^e exemple: Comme ci-dessus, toutefois interrupteur de couplage inutilisable. Le réglage doit se faire aux points m_a et t_1 .

$$t_1 = \Sigma \text{FMO} + \text{NOK}$$

3^e exemple: 2 transformateurs sur service commun ATEL-NOK.

Le réglage doit se faire aux points m_a et t_1 .

FMM qui revient au groupe ATEL; c'est ce que représente la fig. 3. Supposons que, par l'intermédiaire du transformateur de couplage à Lavorgo, une certaine quantité d'énergie propre à ATEL passe dans le système à 225 kV par le point de mesure m_e ; cette même quantité doit être reçue par ATEL à Mettlen à travers le transformateur 2. En t_2 passent donc simultanément la quote-part du groupe ATEL aux FMM et la quantité d'énergie mesurée au point m_e . Si donc ATEL est obligée de régler en t_2 , elle doit le faire sur la valeur $t_2 + m_e$. De la valeur t_2 signalée à Piottino, il faudrait soustraire la valeur momentanée m_e et baser sur cette différence le réglage de la turbine. Etablir cette différence est faisable, mais cela implique déjà une certaine complication. Les conditions deviennent encore plus difficiles si la ligne du Gothard est raccordée au système à 225 kV au sud comme au nord. La valeur à régler pour le groupe ATEL se déduit alors, suivant l'état momentané de l'exploitation, de la somme ou de la différence de valeurs mesurées différentes, relevées elles-mêmes à des endroits différents. C'est pourquoi on a décidé de ne pas recourir à la valeur afférente au groupe ATEL pour la régulation. Mais pour qu'ATEL, resp. l'usine de Piottino puisse participer également à la régulation, il devait être possible de régler un autre groupe par Piottino. Cette exigence étant dictée par les circonstances données, elle fut généralisée en ce sens que chaque partenaire devrait être en mesure d'assumer la régulation de la quote-part d'un groupe quelconque. La fig. 4 représente schématiquement la solution choisie, selon laquelle les points de mesure d'une part et les départs vers les postes de régulation d'autre part sont disposés en damier sur un tableau. A gauche, on a indiqué symboliquement les points t_1 , t_2 et t_3 ainsi que les départs de lignes NOK (mesure m_a) et le champ de couplage (mesure m_k). De chacun de ces points part une ligne horizontale, tandis que des verticales correspondent aux départs vers les usines régulatrices. Le tableau en question est monté dans le poste de commande de Mettlen, où se fait l'attribution des différentes valeurs à transmettre aux récepteurs correspondants des usines régulatrices. L'électricien de service n'a qu'à manœuvrer les touches-poussoir montées aux points d'intersection des lignes voulues, opération extrêmement simple.

Le principe expliqué, considérons les opérations de plus près:

Il s'est posé d'abord la question de principe, à savoir si l'attribution des valeurs à transmettre aux divers récepteurs des usines régulatrices devait avoir lieu déjà côté 50 Hz, ou seulement côté haute fréquence. Mais on a bientôt constaté que la transmission du côté 50 Hz ne se prête pas à cet usage, du fait surtout qu'elle exigerait une inversion des transformateurs d'intensité. Vu les courants plus faibles mis en jeu, l'opération offre beaucoup moins de difficultés du côté haute fréquence; la commande du verrouillage automatique est plus simple aussi, étant donné que le schéma est conçu de telle sorte que deux valeurs ne peuvent pas être dirigées en même temps sur le même canal haute fréquence. Si

Jusqu'ici nous avons examiné le cas où les FMM travaillent seulement par Lavorgo sur la ligne du Lukmanier, sans aucune liaison avec le réseau d'ATEL. Imaginons maintenant de nouveau le système à 150 kV relié au réseau à 225 kV. Par l'intermédiaire du transformateur de couplage à Lavorgo, l'énergie peut passer désormais du réseau à 150 kV au système à 225 kV ou inversement. De manière analogue, l'énergie peut transiter par la ligne du Gothard, qui est connectée à Mettlen sous 150 kV. Sans liaison avec le réseau à 150 kV, la valeur mesurée t_2 correspond dans le cas normal à la part

donc il s'agit de transmettre une valeur déterminée à un partenaire ou à une usine régulatrice déterminée, il suffit de presser sur la touche au point d'intersection convenable des lignes. De cette façon, la transmission existante d'une autre valeur à l'usine considérée se voit simultanément supprimée. En actionnant une touche, on relie donc un wattmètre émetteur quelconque avec le récepteur de l'usine

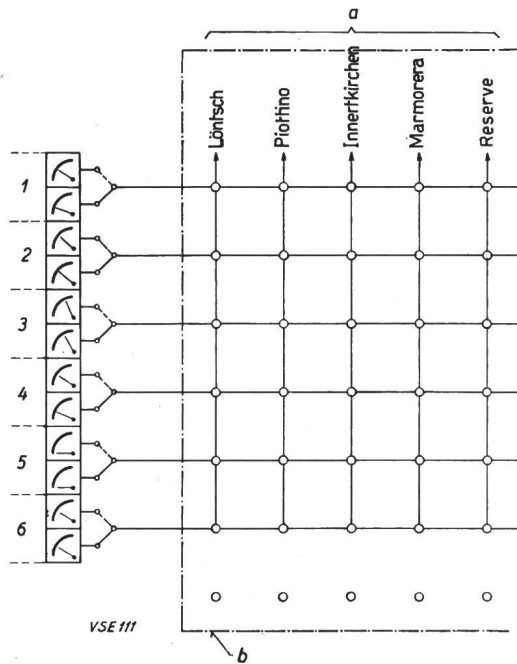


Fig. 5

Sous-station de Mettlen

Attribution des valeurs à transmettre

a aux récepteurs des usines régulatrices; b tableau de service au poste de commande; 1 Transformateur 1 = t_1 ; 2 Transformateur 2 = t_2 ; 3 Transformateur 3 = t_3 ; 4 Ligne NOK = m_a ; 5 Réserve; 6 Champ de couplage m_k

régulatrice, établissant ainsi l'unité normale émetteur - installation haute fréquence - récepteur. Les wattmètres émetteurs embrassent l'échelle 120 - 0 - 120 MW, correspondant au prélèvement ou à la fourniture d'énergie par ligne ou transformateur à 150 kV. Pour deux lignes à 150 kV la valeur est doublée, soit 240 - 0 - 240 MW. Un prélèvement de 120 MW correspond à 0 mA, le zéro à 6 mA et une fourniture de 120 MW à 12 mA dans l'instrument émetteur ou récepteur. La condition posée, qu'il soit possible de brancher n'importe quel instrument émetteur sur n'importe quel instrument récepteur, offre quelque difficulté, notamment en ce qui concerne l'exactitude des indications. Quant à l'exigence que chaque usine régulatrice puisse assumer la régulation de l'un des trois groupes, elle entraîne encore la conséquence suivante:

Si, par exemple, l'usine du Loentsch règle la quote-part des NOK, c'est le cas normal. Par contre, si cette même usine règle par exemple la quote du groupe de l'Oberhasli, sa réaction aux modifications de charge sera faussée, pour autant qu'on travaille avec la même combinaison émetteur/récepteur, elle diminuera la quote quand il faudrait l'augmenter et réciproquement. Le sens des signaux arrivant à

l'usine régulatrice devrait être inversé. On pourrait y arriver en inversant le dispositif de réglage dans cette usine. Mais l'exécution pratique de cette inversion n'est pas la même dans toutes les usines et s'achopperait dans quelques cas à des difficultés; en outre, des malentendus occasionnels et des contestations avec le personnel seraient inévitables. Une solution univoque et correcte en principe a été réalisée grâce au montage à Mettlen d'un second télé-émetteur pour chaque usine régulatrice. C'est pour cette raison que, dans la fig. 5, on a dessiné deux émetteurs par point de mesure, les wattmètres étant constitués de telle sorte que, pour le même sens du flux d'énergie, l'un des instruments marque à droite et l'autre à gauche. Lorsqu'une usine régulatrice ne doit pas agir sur sa propre quote mais sur une quote étrangère, on met en circuit chez elle le wattmètre émetteur dont l'aiguille se déplace en sens inverse comparativement au wattmètre normal. De cette façon, le réglage à l'usine se fait correctement et sans équivoque.

L'exigence de pouvoir réaliser des interconnexions quelconques a nécessité le choix d'un système unique de télémessure pour tous les partenaires. Le système BBC, appliqué en l'occurrence, utilise pour la transmission des mesures un signal de fréquence audible variable; il est connu sous la désignation abrégée de «télémessure à variations de fréquence». A chaque angle de déviation de l'aiguille du wattmètre émetteur, compris entre 0 et 90°, correspond une grandeur électrique exactement définie (fréquence). La corrélation entre ces deux grandeurs est assurée par un variomètre accouplé au wattmètre émetteur.

La transmission des signaux se fait de manière usuelle par lignes téléphoniques ou par jonctions à haute fréquence le long des lignes à haute tension. Au lieu de réception, le signal transformé et convenablement amplifié agit directement sur la turbine pour régler son admission. Le système appliqué est différent dans les trois usines de réglage, selon le groupe hydro-électrique à commander. Nous donnons ci-après une brève description de ces trois sortes de régulation, avec schémas à l'appui. Toutefois, cette représentation doit être considérée comme très sommaire et ne saurait remplacer une description détaillée du système.

a) Réglage puissance-fréquence à l'usine de Piottino (voir fig. 6)

Il s'agit ici d'un «réglage primaire». Les signaux reçus sont amplifiés et le débit de la turbine est commandé directement par la bielle de réglage. La valeur désirée de la puissance à transmettre arrive du récepteur-amplificateur haute fréquence à un amplificateur spécial à trois étages, où la valeur instantanée est comparée à la valeur de consigne. Toute différence éventuelle est transmise au servomoteur de la turbine, qui ouvre ou ferme celle-ci d'une quantité correspondante. Tout le système possède divers dispositifs de rappel. L'interrupteur à gradins (pos. 19 du schéma) permet un réglage relativement fin du couple statique.

b) Réglage puissance-fréquence à l'usine d'Innertkirchen (voir fig. 7)

Le régulateur de puissance agit directement sur le servo-moteur de la turbine, par l'intermédiaire d'un servo-moteur propre à pression d'huile avec pompe à huile spéciale, commandée par une valve.

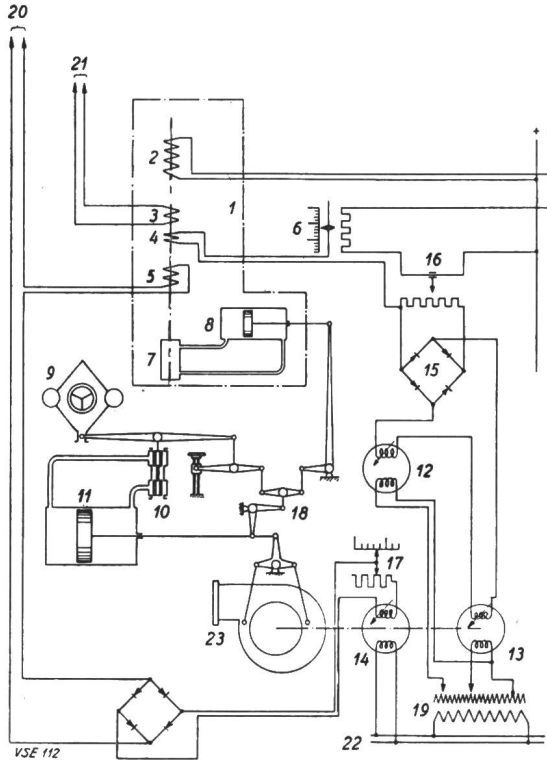


Fig. 6

Réglage puissance-fréquence à l'usine de Piottino

1 Amplificateur à trois étages; 2 Bobine d'excitation de l'amplificateur; 3 Enroulement de la valeur instantanée; 4 Enroulement de la valeur de consigne sur bobine mobile; 5 Enroulement de compensation sur bobine mobile; 6 Potentiomètre de la valeur de consigne; 7 Piston primaire de commande de l'amplificateur; 8 Piston secondaire obéissant au précédent; 9 Accéléro-tachymètre réglant le nombre de tours; 10 Piston primaire du servo-moteur principal; 11 Piston principal du même servo-moteur; 12 Régulateur d'induction (tension proportionnelle à l'ouverture de la turbine); 13 Régulateur d'induction pour compenser le rappel mécanique; 14 Régulateur d'induction alimentant l'enroulement de compensation; 15 Redresseur; 16 Résistance réglable pour la mise en service; 17 Potentiomètre réglant la puissance de la machine; 18 Rappel mécanique; 19 Interrupteur à gradins pour le statisme; 20 à l'enroulement de compensation du 2^e groupe; 21 au récepteur de télémessure; 22 Tension auxiliaire à 50 Hz; 23 Turbine

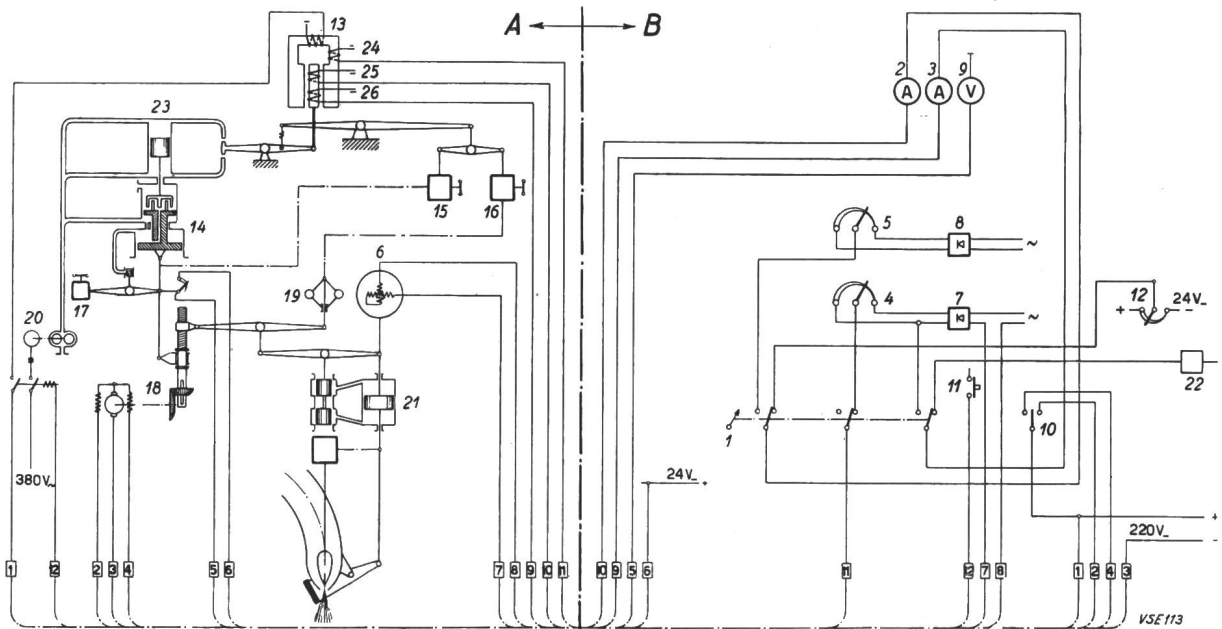


Fig. 7

Réglage puissance-fréquence à l'usine d'Innertkirchen

A Centrale B Local de commande

1 Inverseur puissance à transporter — puissance constante; 2 Milliampèremètre pour la bobine de la valeur de consigne; 3 Milliampèremètre pour la bobine de la valeur instantanée; 4 Variomètre pour la répartition de la charge; 5 Variomètre pour la valeur de consigne de la puissance constante de la machine; 6 Régulateur d'induction pour la puissance de la machine; 7 Redresseur au sélénium; 8 Redresseur au sélénium pour le réglage de la valeur de consigne; 9 Voltmètre à échelle graduée en % (course du régulateur de puissance); 10 Contacteur du moteur modifiant le nombre de tours; 11 Bouton-poussoir pour la mise en marche; 12 Variomètre pour la mise au point de la valeur de consigne de la puissance à transporter; 13 Système de mesure du régulateur de puissance; 14 Dispositif de commande avec valve; 15 Dispositif statique temporaire; 16 Dispositif statique permanent; 17 Dispositif limitant la course du régulateur; 18 Dispositif modifiant le nombre de tours; 19 Régulateur centrifuge; 20 Pompe à huile avec son moteur d'entraînement; 21 Servo-moteur du régulateur de la turbine; 22 Récepteur de télémessure; 23 Régulateur de puissance; 24 Compensation de puissance; 25 Valeur de consigne; 26 Valeur instantanée

sance à transporter, et la quatrième bobine sert à la stabilisation du système.

La bielle du régulateur de puissance est reliée à l'extrémité d'un levier, dont l'autre bout attaque le régulateur centrifuge de la turbine. Le point médian du régulateur est relié à la valve principale de commande du réglage de la turbine. La bielle du régulateur de puissance s'engrène en outre avec le dispositif modifiant le nombre de tours de la turbine.

La déviation du régulateur de puissance est limitée. Si la fréquence du réseau varie d'une valeur déterminée (en plus ou en moins), il passe à l'une des positions extrêmes. Le point d'attaque du régulateur sur le levier sus-mentionné devient alors un point fixe, de sorte que, à partir de ce moment, le régulateur centrifuge assume automatiquement et exclusivement le réglage de la turbine.

S'agit-il de maintenir une puissance constante, on coupe par un inverseur la bobine de la valeur instantanée du circuit de télémessure et on la relie à un régulateur d'induction commandé par le servomoteur principal de la turbine, qui alimente la bobine sous courant continu (à travers un redresseur) proportionnel à la puissance effective de la machine.

c) Réglage puissance-fréquence à l'usine du Loentsch (voir fig. 8)

Le régulateur de réseau 1 se déplace sur une résistance, proportionnellement à la différence des valeurs instantanée et de consigne, modifiant ainsi le courant envoyé sur la barre de réglage 6. Ce courant i_g passe par une inductance prémagnétisée du régulateur électrique de puissance proprement dit de la turbine et provoque, suivant son intensité, un certain déplacement du régulateur. Ce régulateur électrique de puissance a été monté à la place du régulateur centrifuge normal de la turbine et assume en quelque sorte les mêmes fonctions. La valeur de consigne du régulateur 1 peut être mise au point par la résistance variable 4. On peut exercer

une influence additionnelle du côté de la fréquence à l'aide du régulateur 9, qui permet de modifier le couple statique dans de vastes limites, le réglage pouvant se faire exclusivement d'une part sur la puissance, d'autre part sur la fréquence.

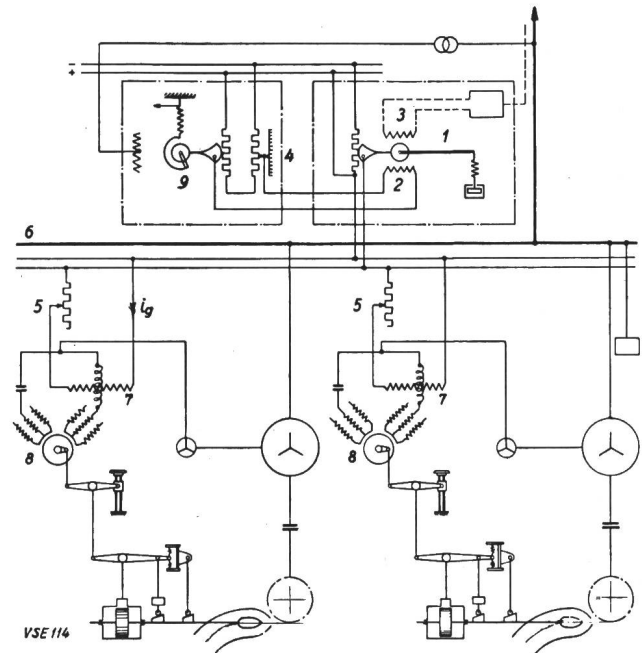


Fig. 8

Réglage puissance-fréquence à l'usine de Loentsch

1 Régulateur de réseau; 2 Valeur de consigne (influencée par la fréquence Δf et la résistance 4); 3 Valeur instantanée de la télémessure; 4 Mise au point de la valeur de consigne; 5 Mise au point du réglage de la puissance; 6 Barre de réglage; 7 Inductance prémagnétisée; 8 Régulateur électrique de puissance; 9 Δf (variation de fréquence).

Dans la fig. 8 on a représenté deux groupes, ce qui est censé mettre en évidence que plusieurs groupes peuvent être branchés sur la même barre de réglage. Tout autre équilibrage de la charge entre les groupes devient superflu.

Adresse de l'auteur:

W. Hauser, ing. dipl., directeur technique de l'Aar et Tessin, Société Anonyme d'Electricité, Olten.

Réflexions sur le prix marginal

Un aspect de la réunion spéciale du Comité d'Etudes de la Tarification de l'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie électrique (Unipède)

Par B. Bauer, Zürich

658.8.03 : 621.316

Ce Comité d'Etudes s'est réuni du 16 au 19 septembre 1953 à Aix-en-Provence, pour étudier les problèmes fondamentaux de la tarification à la lumière de la théorie du coût marginal. Cette rencontre faisait suite aux réunions antérieures de Paris et de Lucerne où ces problèmes avaient déjà été traités. Les deux points: «discrimination» et «péages» étaient au centre des discussions, qui portèrent également sur les questions d'amortissement.

Le compte rendu des délibérations ci-après suppose que le lecteur connaît au moins les grandes

lignes de la théorie du coût marginal. Comme on le sait, ce sont les services nationalisés de France qui ont pris l'initiative d'appliquer cette théorie à la tarification de l'énergie. Nos amis français ont de bonnes raisons pour défendre ce point de vue; ce n'est en effet pas la même chose de porter la responsabilité de la production de différentes formes d'énergie et d'en assurer la répartition économique dans la consommation totale d'énergie utile de la nation, ou de n'avoir à s'occuper que du développement d'un seul véhicule d'énergie (du gaz

ou de l'électricité par exemple). Selon la théorie classique de l'économie politique, la répartition la plus favorable des biens est atteinte lorsque chaque bien (chaque forme d'énergie) est mis sur le marché à son prix marginal. Une discrimination de prix équivaut alors à la vente d'un même bien (par exemple d'un kWh donné) à des prix différents, soit que le vendeur veuille par exemple s'adapter à la valeur que le consommateur attribue à ce bien, soit que des considérations économiques ou politiques conduisent à donner la préférence à une forme déterminée d'énergie, soit enfin que des soucis de politique sociale exigent une réduction de prix pour certains groupes de consommateurs. Dans tous ces cas, la discrimination est contraire, économiquement parlant, au principe de la répartition la plus favorable des biens parce que, par exemple dans le cas de la distribution d'énergie, une forme d'énergie est favorisée au détriment des autres, c'est-à-dire que la consommation en est forcée, ce qui exige un investissement supplémentaire de moyens de production injustifié au point de vue de l'économie générale.

Voilà pour la théorie dont l'application est, comme on l'a vu, indiquée avant tout là où la production et la distribution de plusieurs formes d'énergie est concentrée en une main, dans l'intérêt public. On peut aussi, et non sans raison, avancer qu'elle devrait valoir pour chaque distribution d'énergie de caractère public, car celle-ci n'a pas seulement pour tâche de veiller à la meilleure répartition des formes d'énergie qu'elle produit, mais aussi à l'utilisation économiquement correcte des moyens de production (par exemple juste répartition des capitaux disponibles entre les moyens de production des biens).

Celui qui veut se faire le défenseur de ces idées dans son propre pays et dans sa propre entreprise rencontre une série de difficultés bien connues. L'expérience de tous les jours montre que sans discrimination il n'est pas possible de satisfaire entièrement à la préférence des consommateurs pour certaines formes d'énergie. La pression du public en faveur de l'introduction de la cuisine électrique, par exemple, exige l'application de prix d'équivalence pour l'énergie électrique (coût équivalent loco consommateur). De même, dans bien des pays, l'électrification des exploitations agricoles ne peut être poussée sans l'aide de tarifs stimulant la consommation. Dans ces cas, il est souvent très difficile de décider quelle solution est la bonne au point de vue économique: la discrimination dans le but précité ou l'application intégrale du principe marginal. Si la distribution d'énergie en Europe pouvait être considérée comme une entité économique, la seconde solution serait indéniablement préférable.

L'application intégrale de ce principe, c'est-à-dire la vente d'électricité, de gaz, de combustibles à un prix correspondant au coût marginal, soulève une nouvelle difficulté en ce sens que si le coût margi-

nal a tendance à la baisse par suite de l'influence du progrès technique sur la quantité produite, les frais totaux de production de l'entreprise ne peuvent finalement plus être couverts entièrement. L'entreprise doit alors compenser ses déficits par la perception de péages. Par «péages» on entend des rétributions supplémentaires du consommateur au fournisseur, en plus du prix proprement dit de l'énergie. Ils n'ont rien de commun avec le principe marginal; ce sont des concessions à cette dure réalité que le fournisseur ne peut à la longue pas vivre en déficit. Ce fait incita les théoriciens à étendre et compléter la théorie du coût marginal par le principe du maintien de l'équilibre financier des services publics. Ce nouvel aspect exige que deux conditions soient remplies: d'une part le prix des biens doit être égal au coût marginal et d'autre part la quantité produite doit être limitée au point que les recettes totales couvrent les frais totaux de la production. Pour autant que la discrimination de prix permet d'atteindre ce but, elle n'est pas contraire à l'exigence du rendement économique optimum.

Les délibérations d'Aix-en-Provence furent vouées en premier lieu aux questions de la discrimination. Une première constatation fut qu'en pratique on ne peut se passer de ce «mal». Une enquête auprès des délégués des différents pays révéla à peu près la même image pour tous.

Les délégués suisses déclarèrent que la Suisse doit, pour des raisons économiques bien plausibles, donner la préférence aux sources indigènes d'énergie, en particulier aux forces hydrauliques, avant les combustibles importés. Dans ce but, les prix de l'énergie hydro-électrique doivent tenir compte de la valeur que le consommateur attribue à l'électricité, la mesure de cette valeur étant en principe donnée par les frais d'exploitation d'une installation équivalente à combustible.

Les délégués des Pays-Bas présentèrent une conception analogue, fixée en un rapport circonstancié. Ce rapport distingue strictement entre différenciation et discrimination de prix. Par la première il entend un échelonnement du prix de revient dans le sens de la fourniture d'énergie à partir du centre de production. La discrimination est, de son avis, une expression de la volonté de rendre l'électricité susceptible de tenir la concurrence sur les différents marchés partiels. Il reconnaît aussi d'autres raisons, par exemple des raisons de politique économique ou sociale, telles qu'elles peuvent se faire voix dans les prescriptions gouvernementales sur les prix de l'énergie. La discrimination ne devrait être permise qu'entre marchés partiels qui se distinguent nettement, la séparation devant être apparente aussi pour le consommateur. Sur chaque marché partiel, le prix minimum est dicté par le coût marginal du fournisseur en cause. Les péages éventuels sont à échelonner conformément aux marchés partiels, c'est-à-dire aux valeurs de l'électricité

régnant sur ces marchés. Le rapport néerlandais termine en affirmant que la discrimination est nécessaire pour obtenir un service optimum et qu'elle ne s'oppose donc pas au principe du rendement économique optimum.

Les *délégués belges* déclarèrent que le développement de la consommation d'électricité est impossible sans discrimination des prix, en haute comme en basse tension. Cette nécessité découle d'une part de la puissance financière différente des usagers et d'autre part de la concurrence des autres formes d'énergie qui joue également dans le cas général du monopole dans la distribution d'électricité. Si l'on voulait s'en tenir aux prix dictés par le coût marginal, il en résulterait des déficits qu'il faudrait couvrir par des péages basés sur la valeur attribuée à l'énergie électrique par le consommateur, ce qui revient effectivement à une discrimination.

Le délégué de la *British Electricity Authority* renonça à une discussion du problème de la discrimination; il se borna à expliquer les nouveaux tarifs anglais qui reposent sur les bases suivantes:

- a) L'énergie électrique doit autant que possible pouvoir tenir tête à la concurrence d'autres formes d'énergie chez le preneur. Les tarifs doivent tenir compte de cette exigence.
- b) Le système tarifaire doit favoriser un développement raisonnable des ventes. Une utilisation aussi large que possible de l'énergie électrique est considérée comme une exigence nationale.
- c) Lors de la rédaction des tarifs, il faut veiller à maintenir et à développer la bonne entente entre l'état fournisseur et le consommateur. Ainsi, il peut s'avérer nécessaire ou juste de fournir l'énergie à certaines classes de la population à des prix de préférence. En tout cas, il est indispensable que non seulement les prix de l'énergie mais aussi le système tarifaire soit agréable au consommateur.

Le service nationalisé de Grande Bretagne a établi trois groupes principaux de tarifs: un pour les ménages, un pour les commerçants et artisans, et un pour les industriels.

Un abonné à un tarif donné peut utiliser l'énergie comme il lui plait; toutefois certains tarifs connaissent une légère différenciation de prix (par exemple entre éclairage et force motrice).

On peut en conclure que la *British Electricity Authority* (contrairement à l'Electricité de France) s'est pratiquement distancée de l'application du principe marginal.

Le rapport du *délégué portugais* fait ressortir que la tarification doit reposer sur les trois principes suivants:

- a) maintien de l'équilibre budgétaire,
- b) différenciation du prix selon la valeur de l'énergie,
- c) le prix de vente ne doit jamais être inférieur au prix de revient à l'endroit de la consommation.

Il en résulte que l'on peut arriver à ce but en appliquant le principe des coûts marginaux différenciés, mais qu'il faut alors échelonner selon la valeur d'utilisation de l'énergie les péages rendus indispensables par l'exigence sous b).

La *délégation italienne* a rapporté que les entreprises italiennes refusent en principe un échelonnement des prix selon la valeur à la vente. Sauf dans quelques cas d'espèce, les tarifs italiens sont basés sur les frais de production différenciés (le rapporteur n'a pas précisé s'il entend par là le coût moyen par unité ou le coût marginal, probablement le premier). Le rapport termine en constatant «que toute discrimination de prix basée sur la valeur que représente l'énergie pour les usagers équivaldrait à un déplacement de richesses entre une catégorie et l'autre de citoyens».

Il paraît intéressant de relever que l'économiste accompagnant la délégation italienne, le prof. Luigi Amoroso, est d'avis différent. De ses considérations théoriques, il déduit pour les services publics deux exigences fondamentales: l'obtention de la capacité de production la plus favorable et le maintien de l'équilibre financier. On ne peut satisfaire simultanément à ces deux exigences sans discrimination de prix. La première de ces deux exigences est un corollaire du principe de la productivité. On rencontre ici, à côté de la théorie du coût marginal qu'Amoroso ne rejette pas, de nouveaux arguments qui déplacent la question sur un autre plan. Amoroso cite un exemple qui confirme sa conception: la différence de prix entre l'éclairage et les moteurs provient entre autres de ce que les moteurs ont une influence beaucoup plus forte sur le développement de la consommation que l'éclairage. Economiquement parlant, il est donc juste et désirable que l'application poussant le plus à la consommation jouisse d'un prix plus favorable.

On comprend que, vu une telle diversité des opinions exprimées dans les rapports, la discussion n'ait pu aboutir à des décisions ou même à des recommandations communes. On a ressenti à nouveau les difficultés qui s'opposent à l'application de la théorie intrinsèque du coût marginal à la formation des prix de l'énergie. Ce résultat n'est d'ailleurs aucunement surprenant. Il existe toujours une tension entre la théorie et la pratique dictée par les multiples exigences de la vie. Cela n'infirme nullement la théorie. Celle-ci doit donner la grande ligne. Pour cette raison, il n'est pas inutile que le praticien s'occupe aussi de la théorie. Il fera son chemin selon les exigences de la pratique, mais la théorie lui servira de guide.

En Suisse, dans le domaine de la tarification, nous devrions de plus en plus nous occuper aussi des bases théoriques dans lesquelles nos collègues de l'étranger sont souvent de vrais maîtres.

Adresse de l'auteur:

M. B. Bauer, docteur sc. techn., professeur d'électrotechnique appliquée à l'EPF, Zurich.