

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	65 (1974)
Heft:	9
Artikel:	Les buts d'un dispatching
Autor:	Kälin, J.M.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-915401

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 21.02.2026

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

Les buts d'un dispatching

Par J. M. Kälin

On y parle du centre principal d'exploitation de la S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse, destiné à assurer une distribution optimum de l'énergie. Après avoir formulé les objectifs posés pour un tel centre de «dispatching», le rapporteur expose comment ces buts ont été atteints par l'EOS. Les exigences requises du système de calculatrice (2 systèmes PDP 8 d'équipement digital) sont particulièrement mises en évidence avant de faire ressortir, pour conclure, les possibilités méthodiques qu'offrira à l'avenir un tel centre d'exploitation.

1. Introduction

Les récents événements que nous venons de subir ont montré toute l'importance de l'énergie dans notre civilisation. C'est pourquoi les compagnies d'électricité mettent tout en œuvre pour améliorer la production et la distribution de l'énergie électrique. La réalisation d'un centre d'exploitation et de gestion répond à cet impératif économique. Pour illustrer les dispositions et conceptions qui doivent être prises en considération pour la construction d'un dispatching, prenons l'exemple du nouveau centre de l'Energie de l'Ouest-Suisse réalisé à Lausanne. La fig. 1 donne une vue générale du réseau électrique sur lequel le dispatching doit pouvoir intervenir.

2. Tâches du centre d'exploitation et de gestion (CEG)

Le centre doit pouvoir remplir deux fonctions bien caractéristiques, à savoir:

- La surveillance et la conduite du réseau et des unités de production.
- La gestion énergétique.

L'opérateur du dispatching doit adapter la production aux besoins. Ceux-ci se composent de la consommation propre de la Suisse romande qui varie au gré de la demande et des échanges avec les réseaux voisins qui se font selon des programmes préétablis. Cette tâche est réalisée soit automatiquement par un régulateur, soit manuellement. A côté des tâches de surveillance, l'opérateur doit pouvoir intervenir en régime perturbé et prendre toutes les mesures de sauvegarde. Pour remplir ces différentes prestations, ce dernier doit disposer de moyens permettant la visualisation du réseau. Il doit aussi avoir la possibilité de télécommander les organes principaux.

La gestion à long terme consiste principalement à déterminer, à partir de données statistiques et de prévisions relatives à l'accroissement de la consommation, le type et l'époque de la mise en service de nouveaux équipements tels que centrale, ligne à haute tension, poste de couplage, etc. Cette analyse permet de déterminer les investissements les plus profitables.

La gestion à moyen terme a pour but d'utiliser de façon optimale les équipements existants. Il s'agit donc, dans ce cadre, de fournir l'énergie au réseau de distribution avec une continuité maximale et un coût minimal. Cette gestion tient compte des programmes d'entretien des équipements de production et de transport. Elle détermine en outre les programmes d'utilisation de l'énergie contenue dans les réservoirs saisonniers de façon à tirer le meilleur parti possible des

stocks d'eau en réserve. Il en est de même pour les programmes d'approvisionnement en combustible de la centrale thermique.

La gestion à court terme est effectuée sur la base d'un programme établi le jour pour le lendemain. Ce programme journalier définit d'heure en heure la marche de chaque centrale, exception faite de celle chargée d'assurer le réglage, ainsi que les quantités d'énergie échangées aux points d'interconnexion avec les réseaux voisins.

Pour permettre de réaliser ces tâches, il est nécessaire de transmettre au centre un grand nombre d'informations provenant des postes de couplage et des centrales.

Le traitement automatique de ces informations n'est pas à proprement parler de la recherche opérationnelle mais il contribue à améliorer dans une grande mesure les choix des décisions à prendre tant du point de vue de l'exploitation que du point de vue de la gestion énergétique.

3. Options fondamentales

Examinons maintenant les différents critères qui ont été à la base de l'élaboration du nouveau dispatching de l'EOS.

Le réseau d'une compagnie d'électricité est en perpétuelle évolution. Chaque année des postes sont modernisés, complétés, de nouvelles lignes sont mises en exploitation, des centrales sont construites pour satisfaire aux besoins croissants d'énergie électrique. C'est pourquoi l'EOS a exigé une conception modulaire des équipements constitutifs du dispatching. Le système est conçu pour permettre la modification ou l'adjonction d'un élément sans pour autant compromettre la marche de l'ensemble. Seule la partie touchée par la modification peut être mise hors service. Ce principe de modularité doit se retrouver dans tout le système depuis la prise de l'information jusqu'à son traitement final. Il doit intervenir aussi bien dans la hardware que dans la software. Cette exigence est une des conditions importantes pour assurer le bon fonctionnement du dispatching. Cette modularité permet en outre d'investir au fur et à mesure des besoins. En effet, il n'est pas nécessaire d'installer des équipements pour d'éventuels besoins futurs qui ne sauraient d'ailleurs être évalués avec précision.

Tant que le nombre des informations à transmettre n'est pas trop grand, une liaison continue fil à fil ou par canaux séparés est parfaitement justifiée. Mais, dès que le centre se développe pour permettre réellement un contrôle centralisé de l'exploitation et de la gestion, il est nécessaire de recourir à une télétransmission cyclique des informations pour éviter l'engorgement des canaux disponibles. Dans ce cas, un seul

canal sert à transmettre plusieurs informations. Ces dernières, préalablement codées, sont scrutées cycliquement, c'est-à-dire saisies les unes après les autres pour être envoyées par train de signaux à la station réceptrice. Les équipements modernes permettent la transmission d'un grand nombre de données venant de plusieurs stations périphériques, avec des temps de scrutin suffisamment rapides pour que le cycle d'informations soit compatible avec les exigences de l'exploitation. Il est à noter que dans un avenir très proche il sera possible, grâce à l'introduction dans les stations périphériques de micros ou mini-ordinateurs, d'avoir un système de transmission beaucoup plus performant. Les messages pourront être ordonnés pour permettre une occupation optimale des canaux à disposition.

Les liaisons de type analogique ont une précision et une sécurité de service limitées. C'est pourquoi les télétransmissions modernes sont réalisées par voie digitale. Elles sont conçues de manière à ne pas accepter les valeurs erronées qui pourraient être générées par des parasites. Le degré de sécurité de la transmission du message est adapté au type d'information à transmettre. Ceci est obtenu soit par des contrôles de parité, d'adressage, de synchronisation ou par des tests de plausibilité. Une même information peut être utilisée aussi bien pour des buts d'exploitation que pour des besoins de gestion. Un message est correct ou absent, ce qui évite les erreurs d'interprétation ou de calcul.

Une autre option fondamentale a été l'utilisation au centre d'un ordinateur. Il aurait été possible de prévoir un gros calculateur véritable «bonne à tout faire» qui aurait exécuté aussi bien les tâches de processus que celles de gestion. Cette solution offrait l'inconvénient majeur de grouper des travaux complètement différents dans leur nature. En effet, les tâches de processus telles que l'acquisition des données, le tri des messages destinés à l'exploitation et à la gestion, la présélection et l'exécution des ordres de commande, la visualisation des informations nécessaires à la surveillance du réseau, demandent une très grande fiabilité. Cet équipement doit pouvoir travailler 24 h sur 24 avec une très grande sécurité. Il s'agit du premier niveau de traitement des informations.

Par contre, les travaux de gestion énergétique devant être exécutés journallement ou mensuellement demandent une fiabilité des installations plus faible et correspondent à un deuxième niveau de traitement. En effet, un retard occasionnel de quelques heures dans l'exécution de ces tâches peut être accepté sans grands inconvénients.

La séparation des deux niveaux de traitement permet de renforcer la sécurité là où elle est nécessaire et de supprimer toutes les redondances inutiles. Elle offre en outre l'avantage de diminuer, dans une grande mesure, les frais d'investissement, car les ordinateurs peuvent être utilisés de

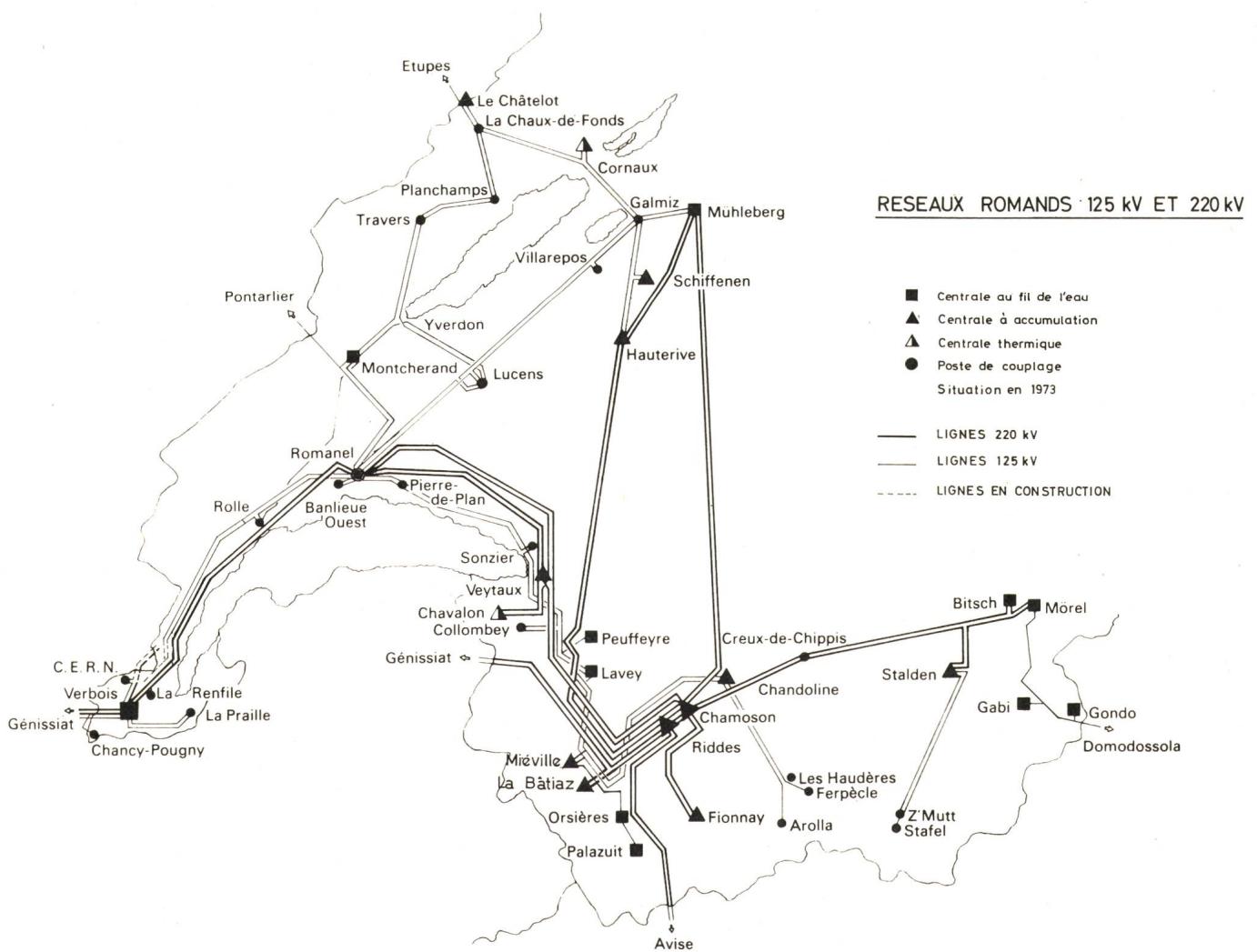
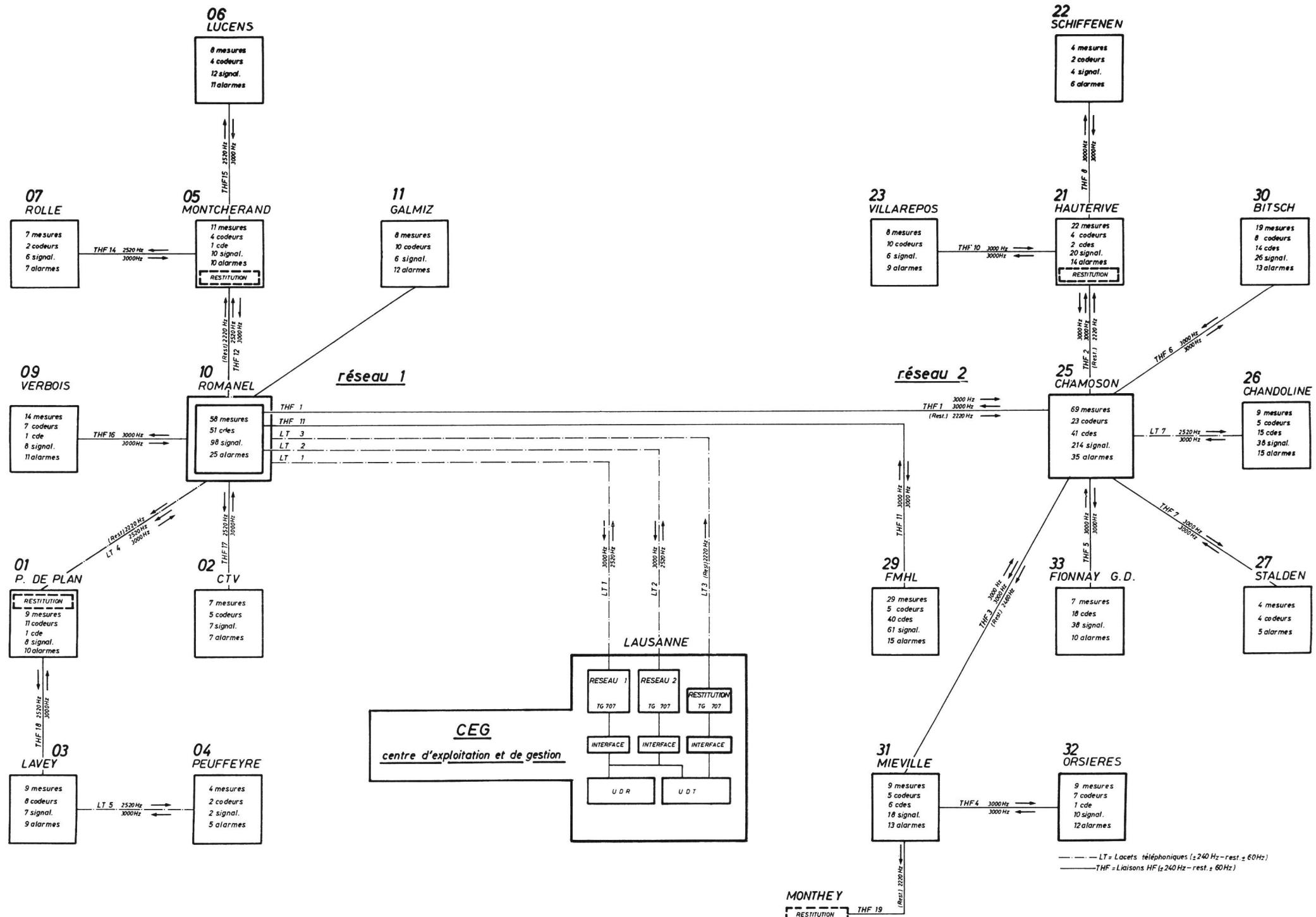


Fig. 1

Fig. 2 Schéma du réseau de télétransmission.



façon optimale dans le domaine pour lequel ils ont été conçus.

Pour les travaux occasionnels qui dépasseraient la capacité de l'ordinateur de gestion, il est prévu de recourir au service d'un centre de calcul (3^e niveau). Ces centres sont équipés de calculateurs de grande puissance travaillant en temps partagé et pouvant être reliés à l'ordinateur de gestion.

4. Réalisation

La fig. 2 montre la configuration du réseau de télétransmission. Ce réseau est formé de deux centres reliés chacun à 11 stations périphériques. Actuellement 230 points de mesure, 120 compteurs, 850 signalisations et 240 commandes sont reliés au dispatching. Toutes les informations provenant des deux réseaux de télétransmission sont introduits dans les deux unités de traitement travaillant en parallèle.

Le premier ordinateur de processus appelé UDT a pour tâches principales le contrôle de la puissance fournie aux utilisateurs, la commande du display donnant la situation à l'intérieur des postes et des usines, l'établissement de la présélection pour la commande à distance des disjoncteurs, sectionneurs et insérateurs, l'enregistrement sur bandes magnétiques des informations destinées à l'ordinateur de gestion.

La deuxième unité appelée UDR est prévue pour la commande de l'affichage donnant la situation du réseau sur un tableau synoptique, la présélection et l'affichage des mesures instantanées sur le pupitre de commande et l'enregistrement des alarmes sur une imprimante.

Chacune des deux unités de traitement est donc spécialisée pour accomplir certaines tâches particulières. Cependant, elles sont conçues pour se secourir mutuellement et assurer les fonctions essentielles telles que l'enregistrement sur bandes magnétiques des relevés de compteurs aux heures de bilan, la présélection des commandes, l'ordre de commande, la signalisation des alarmes, etc.

L'EOS a exigé que la programmation de ce système d'ordinateurs soit réellement modulaire. C'est ainsi que les différents types d'informations reçues sont répartis, selon leur nature, dans des tables ou des fichiers. Il s'agit notamment de la table des mesures de puissance, de signalisation, d'alarme, de relevés des compteurs, de commandes, etc. Chaque fichier peut être modifié «on line». Ceci se fait au moyen de bandes perforées introduites par le télétype de service dont chaque ordinateur est pourvu.

Les opérations de tri, de calcul, de transfert, de présélection, etc., sont programmées sous forme de routines indépendantes, faciles à modifier. Ces routines sont gérées par un

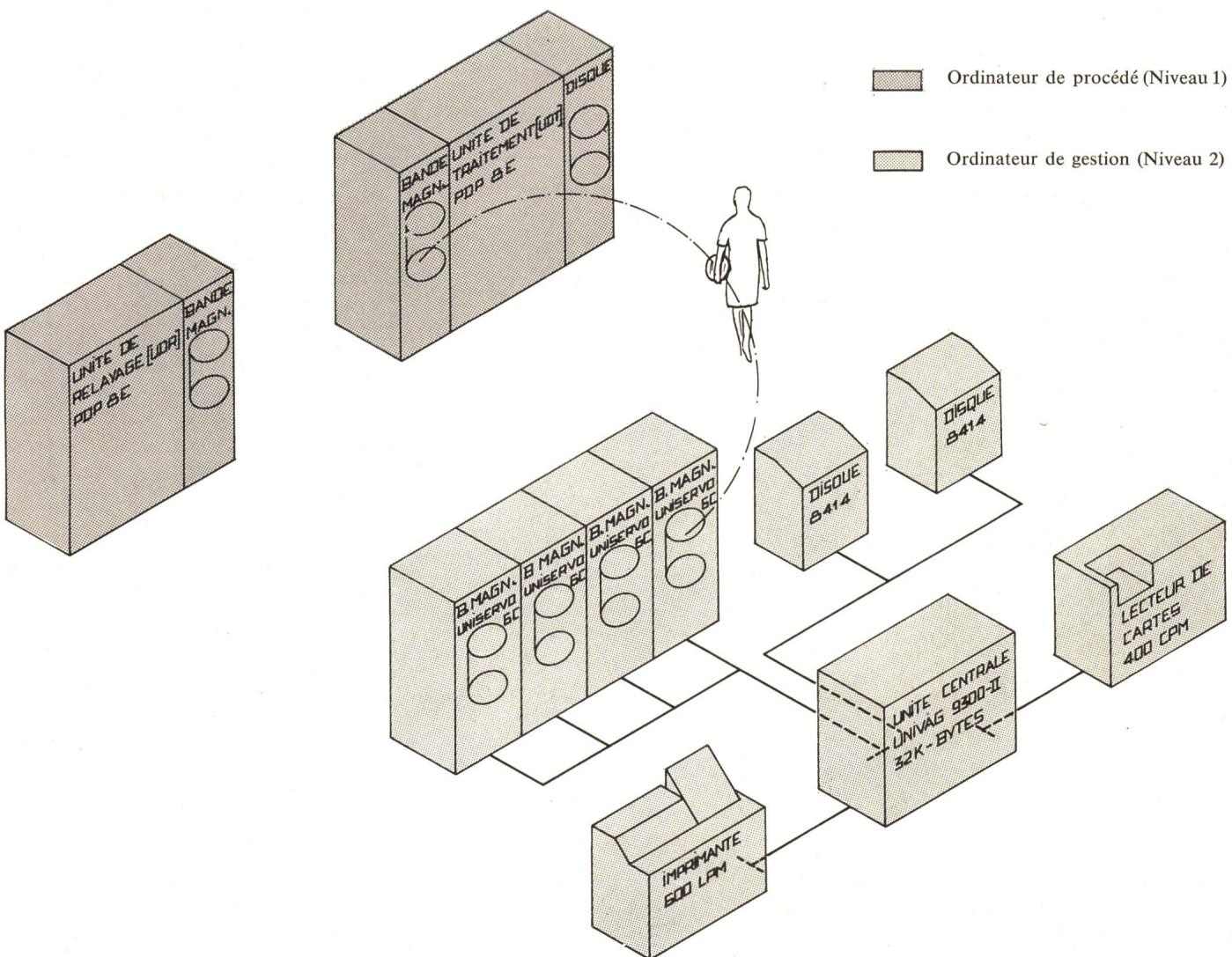


Fig. 3 Schéma de la configuration des ordinateurs.

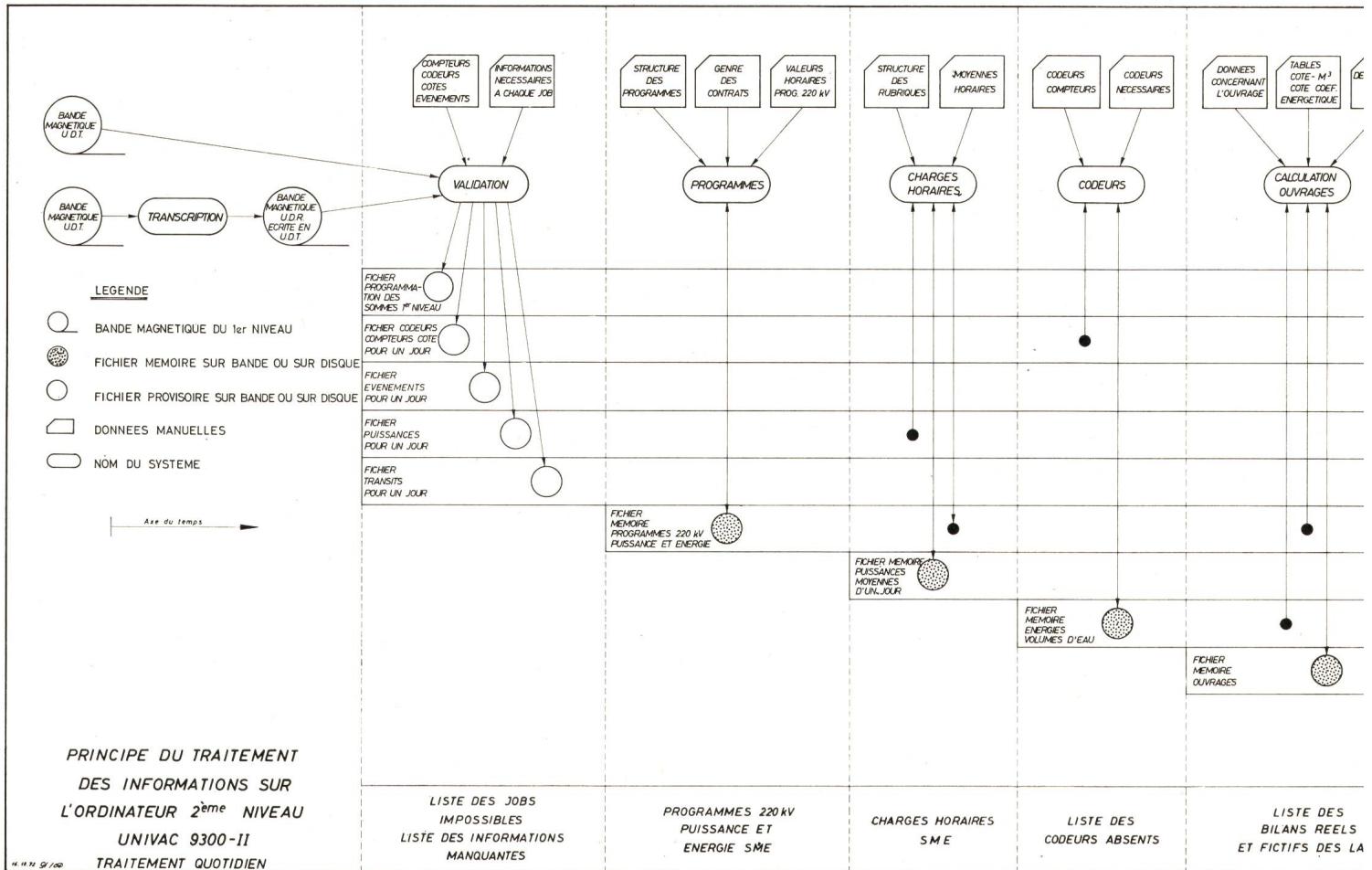


Fig. 4

système de priorité permettant d'optimaliser l'utilisation du calculateur en fonction des besoins d'exploitation. C'est environ 2,5 millions d'informations qui sont ainsi traitées quotidiennement.

Les informations destinées à la gestion énergétique sont enregistrées par l'UDT ou en secours par l'UDR sur une bande magnétique sous une forme appropriée. Cette bande est transférée manuellement d'un ordinateur sur l'autre comme le montre la fig. 3. C'est ainsi qu'environ 150 000 messages représentant environ 3 millions de bytes (mot de 8 bits) sont introduits quotidiennement dans le calculateur de gestion.

Comme pour la programmation des calculateurs de processus, l'EOS a exigé un principe de software modulaire, garantissant une grande flexibilité du système. Les paramètres sont triés par catégorie et répartis dans des fichiers. De cette manière, lorsqu'une donnée doit être modifiée, il suffit d'intervenir sur la table correspondante sans toucher aux routines de traitement. Avant d'être traitées ces données doivent être validées ainsi que le montre l'organigramme fig. 4. Avec ce contrôle les informations manquantes ou erronées sont listées, ce qui permet souvent de les obtenir par d'autres voies. Le principe de programmation est conçu pour permettre de réintroduire, après coup, les données manquantes. D'autres paramètres sont acquis par téléphone ou télex et sont introduits dans l'ordinateur par l'intermédiaire de cartes perforées.

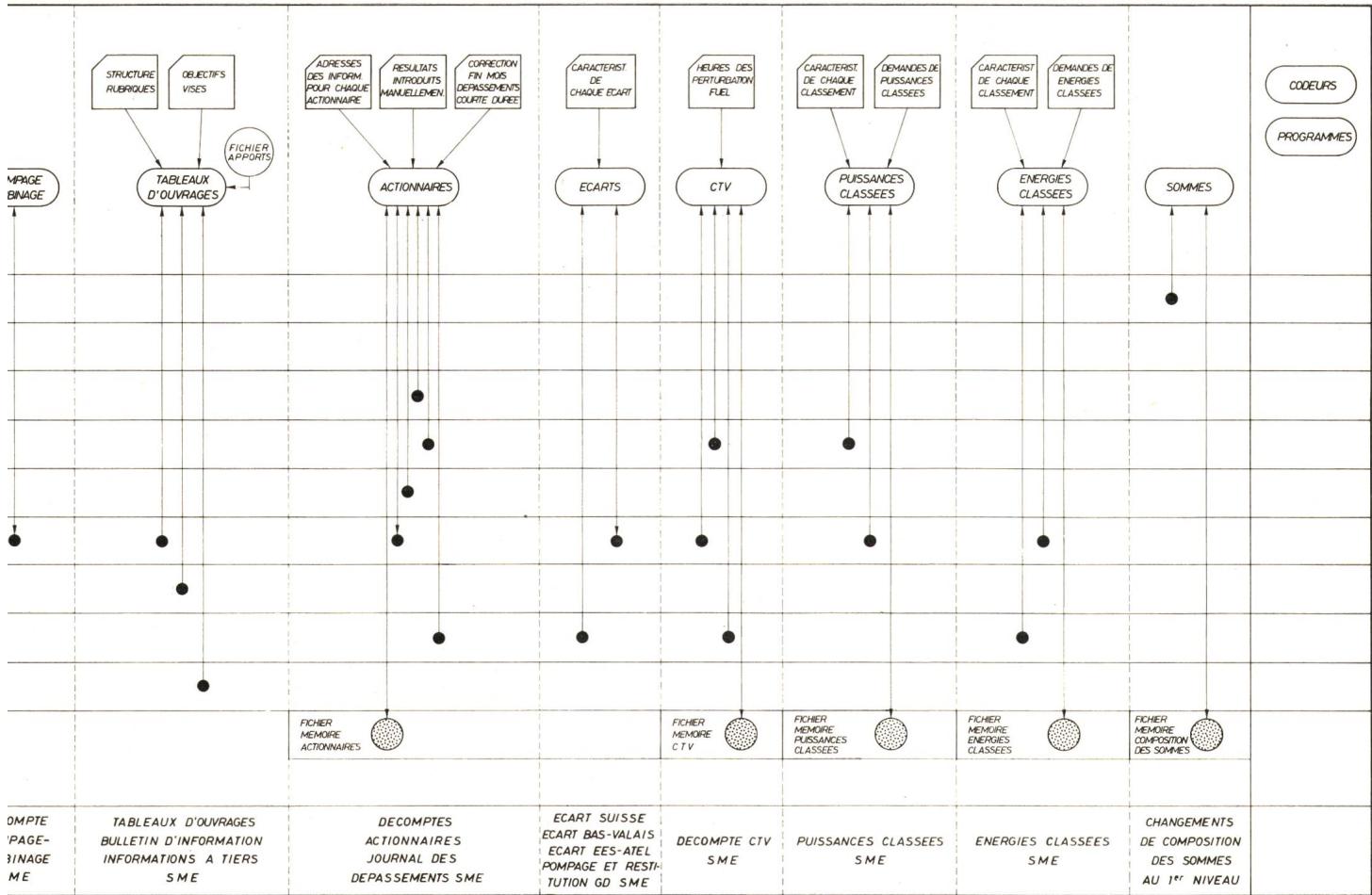
Afin d'utiliser d'une façon optimale les informations provenant soit du réseau, soit introduites manuellement par cartes perforées, les programmes des travaux de la gestion énergétique s'enchaînent les uns aux autres selon une suite logique. Les données fixes propres à chaque système sont introduites dans des tables une fois pour toutes.

Le diagramme fig. 5 montre le principe de traitement des travaux quotidiens. Sur ce diagramme on voit l'enchaînement des différents travaux qui permet d'obtenir les résultats intermédiaires nécessaires aux besoins d'exploitation.

Le même principe est appliqué aux travaux mensuels. Ceux-ci utilisent les fichiers cumulés de certains travaux journaliers et permettent d'établir les décomptes, factures, situations et statistiques des mouvements d'énergie.

Résultats obtenus

Le grand avantage des techniques utilisées est de permettre la présentation de cette grande masse d'informations sous forme synthétisée et facile à interpréter. Un seul opérateur au dispatching peut saisir l'état du réseau entier. De plus, par une sélection et un traitement des informations il lui est possible de suivre un phénomène particulier, par exemple la charge d'une ligne, les échanges d'énergie à un point d'interconnexion du réseau, le niveau de tension à un nœud de fourniture, etc. Il peut commander à distance la mise en marche ou l'arrêt de groupes de production, l'ouverture ou la



fermeture de disjoncteurs, le changement de position d'un insérateur de transformateur.

En cas de perturbation l'opérateur peut détecter de suite où se trouve le défaut et voir l'incidence que celui-ci a sur le réseau. Il peut par conséquent prendre en connaissance de cause les mesures qui s'imposent. Grâce à la télécommande le centre de décision est également le centre de commandes.

Depuis la mise en service du dispatching en automne 1972, l'EOS a dû introduire, à plusieurs reprises, de nouveaux raccordements. C'est ainsi que par exemple la commande à distance du groupe turbine-alternateur de la centrale hydraulique de Pallazuit a pu se faire sans aucune interruption d'exploitation du CEG. Il en est de même pour l'introduction des informations provenant du poste de couplage et de transformation de Galmiz. Seules les parties touchées par les modifications ont dû être mises hors service selon un planning préétabli et pour un laps de temps court.

Pour la gestion énergétique, les avantages d'un tel centre sont également importants. Les longs et fastidieux travaux de compilation de chiffres sont réalisés automatiquement, ce qui libère pour d'autres tâches le personnel qui les exécutait. Le système choisi pour le transfert et le traitement des informations assure une précision homogène des différents paramètres. Les fautes de calcul et d'interprétation sont ainsi pratiquement éliminées. De plus, la possibilité d'acquisition simultanée d'un grand nombre de paramètres évite les erreurs dues au décalage qu'il peut y avoir dans la saisie des

informations. Cet avantage est particulièrement important pour la mémorisation et l'acquisition des valeurs de compteurs.

Les statistiques étant accessibles sous une forme facilement utilisable, l'établissement des programmes d'échanges d'énergie à moyen et long termes et l'utilisation des ouvrages s'en trouvent fortement améliorés par la meilleure connaissance des disponibilités énergétiques et par la possibilité d'appliquer des modèles prévisionnels. A titre d'exemple il faut mentionner le programme qui donne l'évolution du contenu énergétique d'un lac d'accumulation. Si cet ouvrage appartient à plusieurs partenaires, l'ordinateur détermine pour chacun la situation de son lac «fictif», c'est-à-dire la part d'énergie qui lui revient en tenant compte de l'énergie qu'il a soutirée et des apports d'eau dans la retenue. Ce programme calcule de plus la production journalière moyenne pour chaque lac fictif qu'il faudrait turbiner pour réaliser les objectifs d'utilisation de l'ouvrage tels que lac vide au premier mai.

La gestion journalière se trouve également améliorée. La connaissance précise des charges horaires du jour passé permet de mieux estimer la consommation du lendemain tout en tenant compte de facteurs particuliers tels que la météorologie, etc. Ces charges se composent d'éléments très différents, à savoir vente et achat contractuels ou occasionnels, restitution d'énergie, production et pompage, prélèvement ou refoulement des preneurs d'énergie. Le grand nombre des

informations traitées, présentées sous une forme accessible permet des décisions rapides et en connaissance de cause. Ce fait est spécialement important pour régler les échanges d'énergie occasionnels et la mise à disposition d'énergie de secours, etc.

Ce bref exposé montre les méthodes utilisées pour améliorer la production, la fourniture et les échanges d'énergie électrique, ainsi que les conditions d'exploitation. Cette description ne fait qu'effleurer un certain nombre de possibilités du centre. Elle devrait permettre d'entrevoir tout le profit que l'on peut tirer d'un tel dispatching.

Adresse de l'auteur:

J. M. Kälin, ing., dipl. EPFL, sous-directeur de la S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse à Lausanne.

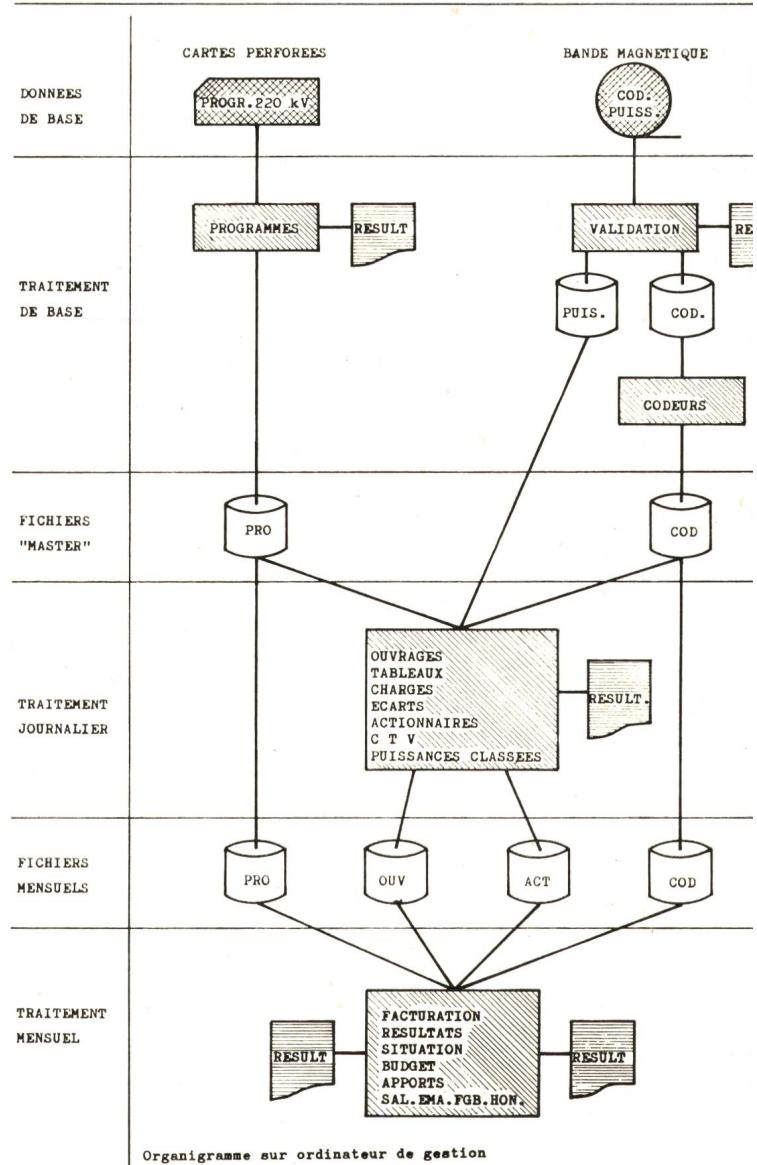


Fig. 5