

<b>Zeitschrift:</b>	Bulletin de l'Association suisse des électriciens
<b>Herausgeber:</b>	Association suisse des électriciens
<b>Band:</b>	47 (1956)
<b>Heft:</b>	18
<b>Rubrik:</b>	Production et distribution d'énergie : les pages de l'UCS

#### **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:** 15.01.2026

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

# Production et distribution d'énergie

## Les pages de l'UCS

### Questions d'exploitation des réseaux et d'organisation de l'exploitation

Compte rendu de la 15<sup>e</sup> Assemblée de discussion de l'UCS du 14 juin 1956 à Zurich et du 21 juin 1956 à Lausanne,  
3<sup>e</sup> partie <sup>1)</sup>

621.316.1

#### 5<sup>e</sup> Conférence

par J. Vachoux, Genève

##### La charge des transformateurs et des lignes

Chacun sait que pour exploiter dans les meilleures conditions un réseau triphasé, il faut que les charges soient équilibrées sur chacune des phases, de façon à éviter tout courant dans le conducteur neutre. Voyons en premier lieu la question de la *surveillance de la répartition de ces charges*.

Ce problème, qui a de tout temps préoccupé les exploitants, peut être résolu au moyen d'appareils simples qui sont les *ampèremètres* de tous genres, de tableaux ou de barres, résistant ou non aux courts-circuits. Dans les installations importantes ou comportant un tableau de commande, les ampèremètres sont branchés par l'intermédiaire de transformateurs d'intensité, alors que dans les postes de distribution on les insère directement dans les circuits à haute et basse tension.

La lecture des *ampèremètres à aiguille* ne donne qu'une indication instantanée, qui peut être suffisante dans certain cas où l'on connaît les heures des maxima de charge (par exemple éclairage, ou enclenchement des chauffe-eau); par contre, ces appareils ne suffisent plus si l'on veut *surveiller avec sécurité les conditions des charge journalières* des transformateurs ou des lignes. Il est alors indispensable d'avoir recours aux *appareils enregistreurs* qui donnent l'heure, la durée et l'importance des valeurs mesurées. Les appareils enregistreurs que l'on rencontre le plus dans les centrales électriques sont les *wattmètres*. Ceux-ci n'indiquent que la variation totale de la charge du circuit intéressé, alors que pour connaître l'état de charge de chacune des phases ou leur équilibrage, il faut utiliser *trois ampèremètres enregistreurs* ou, ce qui est mieux, un *appareil multicourbe* donnant simultanément sur le même diagramme directement la charge des trois phases.

Nous utilisons, pour nos contrôles périodiques dans les stations, des appareils portatifs triphasés avec enregistrement par points sur rubans encreurs, donnant en couleurs différentes la charge des trois phases. Ils permettent une vue d'ensemble immédiate de la charge enregistrée, alors qu'avec trois appareils séparés les mises au net sont plus longues,

et qu'on constate souvent au bout de quelques jours une différence dans les heures de déroulement des bandes, d'où une incertitude dans la simultanéité des valeurs enregistrées.

Il va sans dire que dans un réseau étendu on ne peut pas contrôler régulièrement la charge de tous les postes de transformation. Il faut alors procéder par *sondages* ou attendre qu'un *déclenchement* d'une installation se soit produit pour procéder au contrôle de sa charge. S'il est utile de contrôler des transformateurs fortement chargés en vue d'intervenir avant qu'il ne soit trop tard, il est par contre inutile de perdre son temps à mesurer des installations faiblement chargées. Pour sélectionner les installations à contrôler, nous procérons de la façon décrite ci-après.

Nous installons sur les rails secondaires de nos postes urbains des transformateurs d'intensité alimentant des *ampèremètres à inertie thermique* avec index de maximum. Lorsque nous constatons que la charge a atteint le 70 % de l'intensité nominale des transformateurs, nous procérons à l'enregistrement de la charge totale pendant quelques jours, lors d'une période de contrôle qui se place en hiver, d'octobre à décembre (voir fig. 1).

Une fois connues les conditions de charge maximum, nous faisons, si besoin est, des lectures directes aux ampèremètres des différents départs pour connaître comment se répartit la puissance de la station. Comme toutes nos installations comportent un ampèremètre sur chaque phase, il est facile de connaître l'état d'équilibrage de chaque départ.

Nous avons utilisé il y a quelques années, à titre d'essai, des ampèremètres ordinaires à 250 A avec aiguille traînante indiquant le maximum atteint; mais, lors de démarriages simultanés d'ascenseurs, ces aiguilles étaient toujours rejetées à fond de cadran, ce qui faisait supposer une charge importante, alors que thermiquement il n'y avait aucune crainte à avoir.

Dans les installations de moindre importance, nous utilisons comme indicateur de maximum l'aiguille traînante des relais thermiques placés sur les disjoncteurs à haute tension. C'est la raison principale pour laquelle nous utilisons deux relais thermiques et un relais magnétique pour protéger un

<sup>1)</sup> 1<sup>re</sup> et 2<sup>e</sup> partie, voir Bull. ASE t. 47(1956), n° 16, p. 721...734, et n° 17, p. 763...774.

transformateur, alors qu'habituellement c'est le contraire qui se fait. Nous savons, par étalonnage préalable (fig. 2), que le courant nominal du transformateur donne une température de 55° à 60°C

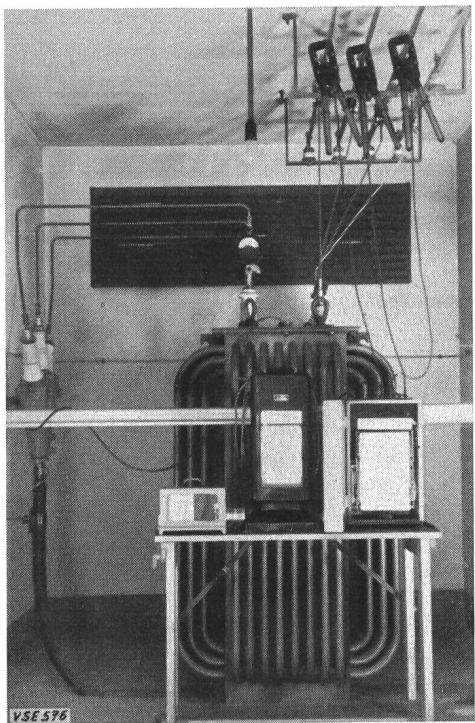


Fig. 1

**Contrôle complet d'un transformateur de 600 kVA**

Mesure de la température de l'huile par un thermomètre enregistreur à sonde; mesure de la charge par ampèremètre enregistreur de 100/200/300 A, par l'intermédiaire de transformateurs-pinces, thermomètre enregistreur d'ambiance

au relais. Dès que l'index du relais dépasse 25° à 30°C, nous avons que nous sommes dans la zone d'une charge de 70% de la charge nominale, et qu'il faudra procéder à un enregistrement.

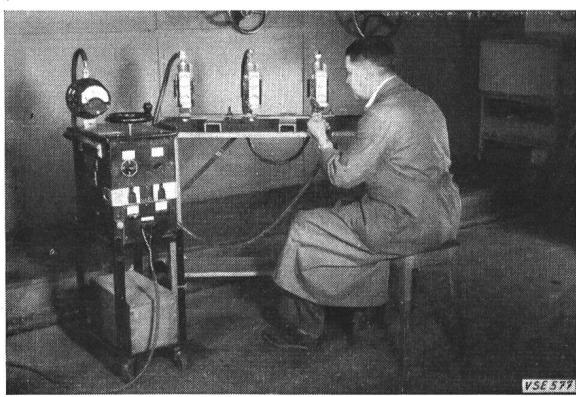


Fig. 2

**Contrôle des relais thermiques**  
Transformateur spécial pour essais de relais

Si le besoin s'en fait sentir, par exemple lors de demandes de raccordements de nouveaux abonnés importants, ou pour élucider la cause de déclenchements fortuits, on procède également au contrôle de la charge des lignes aériennes à basse tension ou

des câbles souterrains par ampèremètre enregistreur, l'appareil étant connecté sans interrompre le circuit au moyen de transformateurs-pinces.

Chaque année nous contrôlons ainsi la charge de plus de 200 installations au moyen d'une douzaine d'appareils, que nous déplaçons par rotation tous les 3 ou 4 jours.

Si une surcharge n'a généralement pas d'effets destructifs sur une ligne aérienne, il n'en est pas de même des câbles souterrains, où la surélévation de température peut avoir des effets fâcheux in-soupçonnés.

Nous verrons plus loin un des côtés de ce problème.

En règle générale, si un câble est chargé au maximum aux valeurs données par les tables de l'ASE, compte tenu — ceci est important — des coefficients de réduction de charge dus aux conditions particulières de pose, il se comporte d'une façon durable sans accident d'exploitation. La preuve en est donnée par les réseaux de câbles de distribution qui sillonnent les rues de nos villes depuis plus d'un demi-siècle, et dont certains ont passé de la tension 125 à celle de 220 V sans difficultés.

L'utilisation d'un transformateur est principalement limitée par l'échauffement de ses constituants. Les nouvelles *règles de l'ASE pour les transformateurs*, qui remplaceront les Règles suisses pour les machines électriques, fixent les limites d'échauffement admissibles des bobinages à 60°C et de l'huile à 50°C au-dessus de la température ambiante. Lorsque le transformateur est complètement hermétique ou muni d'un conservateur, l'échauffement peut être porté à 55°C. Cette augmentation de 5°C est justifiée par le fait que la surface de l'huile chaude, dans la cuve, n'est pas en contact direct avec l'air, ce qui en réduit fortement l'oxydation. Ces valeurs ne sont applicables que si l'air de refroidissement ne dépasse pas 40°C avec une température journalière moyenne de 30°C et une température annuelle moyenne de 20°C; elles ont été admises par la CEI en 1949 déjà. Par analogie, ces valeurs ont été étendues aux transformateurs isolés aux askarels, tel que le pyralène.

Le contrôle de la température de l'huile s'opère facilement avec un thermomètre plongeant dans la cuve, qu'il soit à mercure, à aiguille, ou à sonde et agissant sur un manomètre métallique (fig. 1). Il est beaucoup moins facile, par contre, de connaître la température des enroulements pendant la marche du transformateur: il faut insérer dans les bobinages, à la construction du transformateur, des indicateurs de température à variation de résistance, des images-thermiques ou des thermo-couples. Ces procédés, qui sont coûteux, n'ont d'intérêt que pour les grands transformateurs de centrale à contrôle permanent. Si l'on admet qu'un transformateur a été bien calculé par son constructeur, des relais thermiques bien réglés sont, à mon avis, suffisants pour permettre de tirer le maximum de puissance des transformateurs de distribution, sans dépasser les limites des contraintes thermiques. Rappelons toutefois la loi de Montsinger, qui dit en substance que si l'échauffement dépasse en permanence de

8 °C la valeur maximum admissible, la durée de vie de l'appareil sera réduite de 50 %.

L'Electricité de France utilise une méthode qui consiste à mesurer la résistance des enroulements en courant continu tout en laissant le transformateur en charge. Cette méthode, assez compliquée par les précautions et les filtres qu'il faut utiliser pour supprimer les composantes alternatives dans le circuit de mesure, est utilisée couramment avec succès pour les essais de réception de grands appareils de 150 et 220 kV.

L'Ordonnance fédérale sur les installations électriques à fort courant stipule que les transformateurs de puissance doivent être protégés individuellement du côté haute tension sur tous les pôles. L'ancienne teneur de l'art. 64 de cette ordonnance fixait que le déclenchement devait se produire aussi rapidement que possible à une intensité au plus égale au quadruple de l'intensité nominale. Il en résultait qu'un transformateur pouvait très bien être surchargé de 100 % sans qu'une disjonction intervienne pour limiter son échauffement.

Le nouvel art. 64, datant du 26. 10. 1954, fixe dans ses commentaires des dispositions intéressantes. On attache plus d'importance qu'auparavant à la protection du côté basse tension, en fixant que si le transformateur est protégé du côté haute tension par des fusibles, il convient de prévoir du côté basse tension un disjoncteur à maximum d'intensité. C'est le cas général, qui est celui de tous les postes sur poteaux; les coupe-circuit placés au secondaire ne sont donc plus suffisants. Innovation également importante pour la durée de vie des transformateurs, on parle maintenant de protection thermique du côté haute tension contre les surcharges nuisibles, ceci par relais temporisés à maximum d'intensité (réglés selon l'intensité nominale), par relais thermiques, par thermostats ou dispositifs de sûreté analogues. Une autre disposition, qui ne fait que ratifier un état de fait existant déjà dans divers réseaux, permet exceptionnellement, en cas de manque de place, de brancher deux transformateurs sur le même disjoncteur si ces transformateurs travaillent en parallèle des côtés haute et basse tension.

### Contrôle des huiles isolantes

L'altération des huiles par la chaleur est caractérisée par une *oxydation* lente mais progressive avec formation de produits solubles, les *acides*, et insolubles, les *dépôts*. Les acides détruisent les matières isolantes, en particulier les papiers et le coton des enroulements. Les boues, qui se déposent sur les bobines, empêchent la transmission de la chaleur vers les parois de la cuve, d'où échauffement supplémentaire.

Il est très difficile de définir d'une façon simple la «fin de service» d'une huile. Les exploitants consultés, il y a quelques années, par le Comité d'étude des huiles isolantes de la CEI se fondent presque tous sur l'indice d'acidité, sur le dépôt et sur la baisse de la tension de claquage.

Rappelons que l'indice d'acidité est le nombre de mg de potasse caustique KOH nécessaire pour neutraliser un g d'huile. L'ASE fixe qu'à partir d'un

indice de 0,5 il y a lieu de procéder à d'autres examens, qui dépendent de l'importance de l'appareil et des conditions locales d'exploitation. En général, la teneur en boues augmente avec l'indice d'acidité, mais il n'existe pas de relation directe entre ces deux valeurs.

La «fin de service» est généralement décidée lorsque l'indice dépasse 1. Chaque réseau applique pour cela ses normes particulières résultant de ses propres essais et de son expérience.

En ce qui nous concerne, nous avons fixé que nos transformateurs de distribution ne devaient pas être chargés d'une façon continue à plus de 80 %. Ceci a deux buts: conserver une réserve de puissance suffisante pour faire face à un accroissement rapide imprévisible de la charge du réseau et augmenter dans une proportion importante la durée de vie de nos appareils. Avec une charge ne dépassant pas 80 % et dans de bonnes conditions de ventilation, la température de l'huile ne dépasse pas 70 °C. Dans ces conditions, une bonne huile peut être utilisée plus de 30 ans sans intervention. Nous avons du reste en service des transformateurs qui ont maintenant 32 ans d'âge avec leur huile d'origine.

Tous les 10 ans, nous vérifions l'indice d'acidité (fig. 3) et, suivant un barème que nous avons fixé, nous procérons soit au *filtrage avec séchage sous vide* (fig. 4), soit à la *régénération* (fig. 5), soit au *remplacement* de l'huile. Pendant la dernière guerre, la pénurie d'huiles de qualité fit que celles-ci furent remplacées par des huiles à broche; bien des transformateurs furent remplis avec ces huiles qui donnèrent un fort dépôt boueux avec une acidité

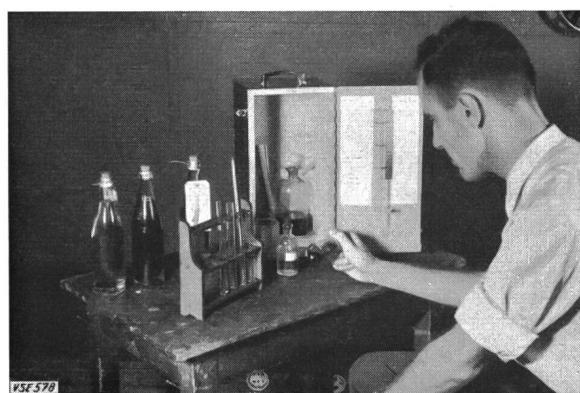


Fig. 3  
Appareil pour déterminer l'indice d'acidité des huiles

encore acceptable. Dans les transformateurs fortement chargés, il fut prudent de se débarrasser de cette huile avant qu'un suréchauffement localisé dû à la boue ne se produise et ne détruisse l'isolation.

Il est également prudent de procéder au *contrôle périodique du niveau de l'huile* dans les transformateurs et particulièrement dans ceux avec cuve à tubes. Il arrive fréquemment qu'une baisse de niveau de quelques cm fasse que la rangée supérieure de tubes ne soit plus parcourue par la circulation d'huile, d'où suréchauffement rapide du

transformateur, la surface restante étant insuffisante pour évacuer ses pertes. On s'en aperçoit facilement en service en touchant les rangées de tubes. Si les tubes sont froids, c'est que l'huile ne circule pas.

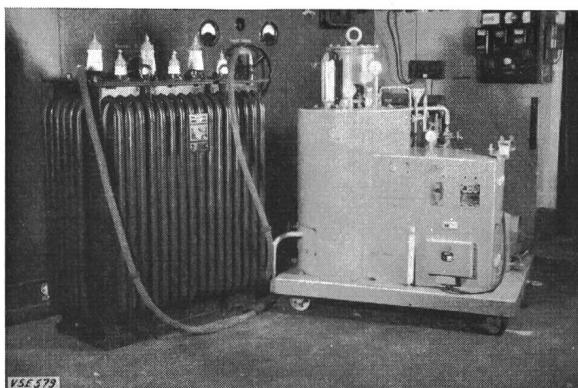


Fig. 4

Appareil pour sécher sous vide et filtrer les huiles en circuit fermé

Cette cuve permet de réduire l'indice d'acidité dans le rapport de 5 à 1



Fig. 5

Cuve pour régénérer les huiles par mélange avec une terre spécialement activée

Filtre en amiante, pression d'air, chauffage, thermostat  
Cette cuve permet de réduire l'indice d'acidité dans le rapport de 5 à 1

Il est préférable de munir les transformateurs de *niveaux d'huile extérieurs*, toujours visibles, plutôt que de *niveaux plongeant dans la cuve*, qui obligent à mettre hors service les transformateurs, si l'on veut les contrôler sans danger.

Pour éviter la sujexion de la mise sous pression du joint du couvercle et des bornes, les transformateurs de distribution sont rarement équipés

d'un *conservateur d'huile*. Mais si c'est le cas, et pour des appareils placés à l'extérieur, où les différences de température et degré d'humidité sont très élevées, la respiration du transformateur peut se faire au travers d'un *dessicateur d'air* muni de cristaux de silicagel, ces cristaux bleus bien connus qui deviennent roses lorsqu'ils sont saturés d'humidité. Pour des transformateurs jusqu'à 2000 kVA, nous pensons que cette adjonction augmente inutilement les contrôles d'exploitation, le silicagel devant être remplacé plusieurs fois par année pour être efficace. Pour notre part, nous n'avons encore jamais enregistré de claquage de transformateur dû à de l'humidité qui aurait lentement imprégné les parties isolantes.

Il est par contre indiqué de vérifier l'isolation d'un transformateur qui est resté longtemps hors service ou en magasin, avant de l'utiliser, et, si besoin est, de cuire son huile sous vide avec vérification en cours de cuisson de la résistance d'isolation, complétée en fin d'opération par un essai diélectrique.

#### Essais périodiques de câbles

Il est pratiquement très compliqué, dans les réseaux urbains, de procéder à des mesures d'isolation des câbles de distribution à basse tension. Pour ce faire, il faut déconnecter les boîtes de prise des immeubles, ce qui prend du temps et occasionne des interruptions de fourniture d'énergie, d'où des réclamations de la part des abonnés.

Même si la mesure indique un isolement quelque peu déficient par rapport à celui d'un câble neuf — qui est de plusieurs centaines de  $M\Omega$  par km —, cela ne veut pas toujours dire qu'un claquage est imminent. Il suffit en effet d'un peu d'humidité sur les porcelaines d'une boîte de prise d'immeuble, par exemple, pour abaisser fortement la résistance d'isolation.

En regard des milliers de manchons-raccords, de tés et de boîtes de coupure que comporte un réseau important, les défauts dus à ces accessoires sont relativement rares, si ils ont été montés avec tout le soin nécessaire. Il n'en est malheureusement pas de même des accidents causés par des tiers lors de l'emploi des outils de terrassement, allant de la pioche à la pelle-mécanique.

Un contrôle qui, par contre, doit être fait périodiquement, est celui des boîtes de coupure souterraines, pour s'assurer de leur facilité d'ouverture en tout temps et de leur état de fonctionnement mécanique. Si ces boîtes sont à remplissage d'huile, il est prudent de s'assurer au moyen d'une pipette que de l'eau ne s'est pas introduite et déposée au fond de la boîte. En effet, l'eau chasse l'huile et vient noyer les parties sous tension, d'où claquage dans la boîte.

Les réseaux de câbles à haute tension sont en général établis en boucle. Ils peuvent donc être plus aisément mis hors tension pour des contrôles périodiques d'isolation.

Ce contrôle offre-t-il de l'intérêt? Nous pensons que cela dépend des conditions d'exploitation et de la tension du réseau en question.

Sur des câbles de 15 à 20 kV de quelques km de longueur, une mesure au mégohmmètre est insuffisante. Elle doit être complétée par un essai de tension, qui se fait généralement au 75 % de la tension d'essai des câbles neufs.

A la suite d'accidents répétés dus à l'assèchement de câbles, nous avons dû entreprendre une campagne de contrôle du remplissage des boîtes d'extrémité de câbles à haute tension de notre réseau. Ceci m'amène à vous entretenir rapidement des phénomènes que l'on constate depuis une dizaine d'années dans notre réseau de câbles à haute tension triphasés à 18 kV, avec conducteurs sectoriaux de 150 mm<sup>2</sup>, isolés au papier imprégné de masse isolante.

Aux défauts usuels rencontrés dans les accessoires de montage, tels que poche dans la masse isolante, entrée d'humidité par joint non étanche, isolateur fendu, etc..., se sont ajoutés de nouveaux défauts plus importants parce que d'ordre général, dus à *la migration de la masse d'imprégnation*. Ces défauts sont de nature mécanique et électrique. Sous l'effet du premier échauffement, une expansion de la masse isolante crée une dilatation définitive de la gaine de plomb du câble. Si la masse est suffisamment visqueuse, elle reste en place et il ne se passe rien; c'est le cas des anciens câbles, ou encore des câbles pour une tension jusqu'à 6 kV où le mélange isolant contient un fort pourcentage de colophane. Au contraire, si la masse se liquéfie par l'échauffement des conducteurs, elle descend dans les points bas, remplit le vide créé, et à chaque cycle thermique elle dilate la gaine de plomb jusqu'à la fissuration de celle-ci ou à l'éclatement de la boîte d'extrémité. On a mesuré des pressions instantanées pouvant dépasser 10 kg/cm<sup>2</sup>. A l'extrémité supérieure, le câble se dessèche; une ionisation se produit, qui conduit au claquage du diélectrique, le papier sec ne tenant pas la tension nominale (fig. 6).

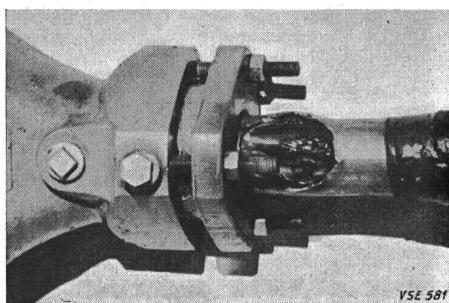


Fig. 6

Claquage d'un câble par assèchement sous la boîte d'extrémité

Ce phénomène de *migration de la masse* se constate tout au long du câble, et en particulier dans les boîtes-raccords. Celles-ci sont à isolement reconstitué à la main, sous une chemise de plomb soudée au câble et protégée mécaniquement par un manchon en fonte. Sous l'effet de la mise en pression, la chemise de plomb peut se fissurer et laisser sortir la masse de remplissage (fig. 7). Au contraire,

quand le câble se refroidit, il y a production d'un vide qui va jusqu'à l'écrasement du manchon de plomb (fig. 8) et quelquefois la fissuration avec aspiration d'humidité.

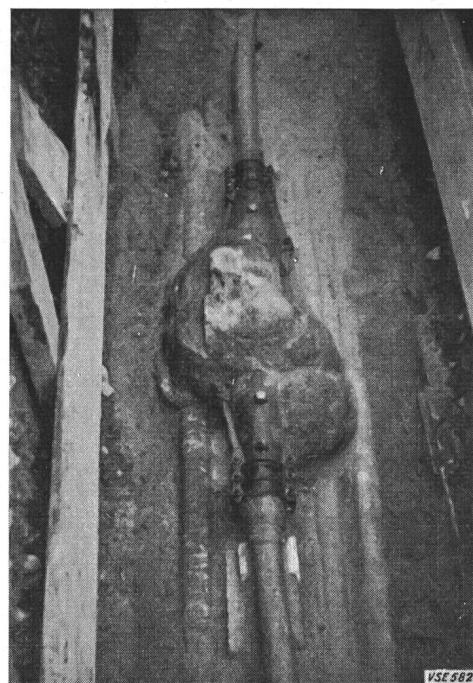


Fig. 7

Manchon-raccord avec expansion de la masse de remplissage par rupture de la chemise de plomb

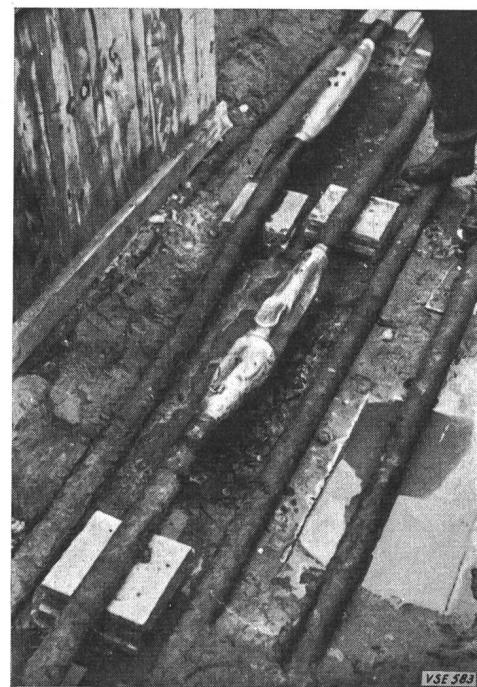


Fig. 8

Manchon-raccord avec chemise de plomb écrasée par dépression

Pour éviter la propagation de ces mouvements de matière, nous avons installé quelques manchons d'arrêt dans les endroits avec forte dénivellation

(fig. 9). Dans ces manchons, appelés «manchons stop», les deux tronçons de câble sont séparés par un joint étanche. Il ne peut y avoir passage de la masse de remplissage d'un côté à l'autre. Nous avons vu que pour qu'ils soient vraiment efficaces, il faut encore munir ces manchons d'un vase d'expansion à contre-pression pour empêcher la masse de descendre. Ce vase est rempli jusqu'à la moitié d'huile à câble, et au-dessus nous appliquons une pression d'air correspondante à la pression hydrostatique résultant de la dénivellation.

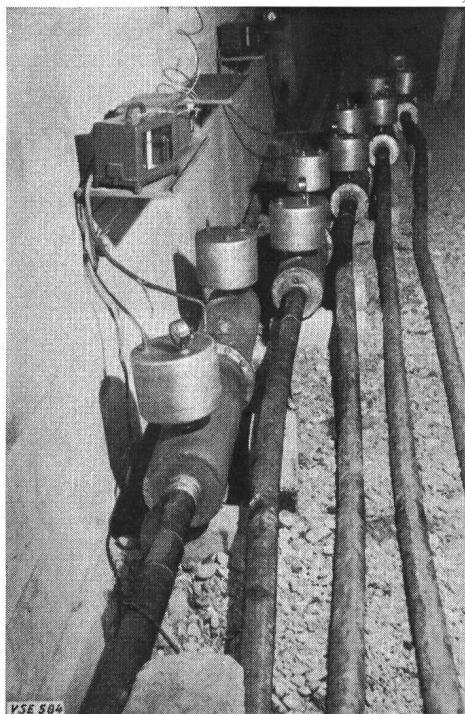


Fig. 9  
Manchons-stop, avec vases d'expansions sous pression d'air  
Dénivellation: 40 m  
Remarquez le manomètre enregistreur

Les appareils utilisés pour mesurer l'isolation des lignes sont trop connus pour que je vous en parle. Ce sont les mégohmmètres à magnéto de tous genres et de toutes tensions. Signalons toutefois que nous avons fait l'acquisition il y a quelques années d'un mégohmmètre à 5 kV avec entraînement du générateur par moteur électrique, ce qui est indispensable si l'on veut mesurer pendant quelques minutes un câble d'une certaine longueur. Avec une manivelle, l'effort à la main conduit à une fatigue rapide qui fait que la vitesse de rotation devient irrégulière, d'où une mesure incertaine.

Lorsqu'un défaut de câble s'est réisolé ou qu'il est encore trop résistant pour pouvoir être localisé avec les appareils de recherche usuels, il est parfois nécessaire de procéder à son accentuation par brûlage. Nous disposons pour cela de deux installations mobiles tractées par camion: un transformateur de 1350 kVA permettant d'obtenir une tension de 0 à 40 kV réglable sous charge (fig. 10), et une remorque

équipée d'un appareillage à courant continu jusqu'à 50 kV permettant de faire des essais d'isolation et de localiser sous haute tension des défauts de câbles (fig. 11). Cette remorque, toujours prête à partir, contient également tous les appareils usuels de recherche de défauts de câble que les exploitants connaissent bien: ponts à fil, de capacité, ohmmètre, redresseur, batterie, etc.

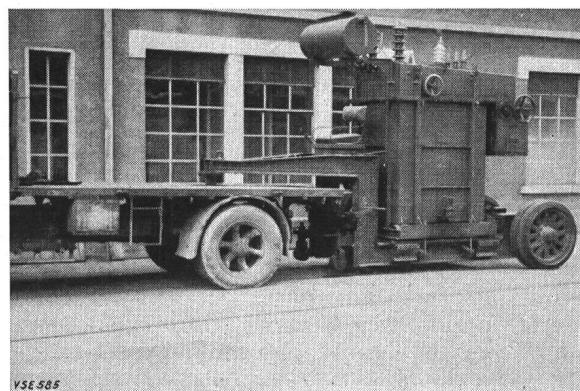


Fig. 10  
Transformateur d'essais de 1350 kVA sur remorque surbaissée  
Poids 10,5 t

Tension réglable de 0 à 40 kV sous charge  
Permet l'essai à 30 kV d'un câble 3 × 150 mm<sup>2</sup> de 5 km de long

Nous en restons, pour le moment tout au moins, aux appareils et aux méthodes classiques de localisation de défauts, car les démonstrations d'appareils nouveaux auxquelles nous avons assisté ne nous ont pas convaincu de leur supériorité, bien au contraire.



Fig. 11  
Remorque d'essais à courant continu sous 50 kV

#### Humidité dans les stations de câbles

L'ennemi principal des installations électriques est l'humidité qui peut être absorbée par les isolants cellulosiques en général. Si les accessoires de câbles sont correctement montés, il n'y a pas de crainte majeure à avoir à ce sujet. Ce danger est également supprimé avec les câbles à isolation thermoplastique.

Dans les installations de câbles abritant un transformateur, la chaleur dégagée par celui-ci suffit à chasser l'humidité. Dans le cas contraire, il faut envisager un apport de chauffage et une ventilation suffisante pour lutter contre l'humidité due à la condensation ou à la pénétration d'eau par la porosité des murs, ou encore adopter du matériel spécialement étudié et étanche pour l'extérieur.

Dans les coffrets de distribution en tôle, nous avons supprimé toute humidité en installant quelques lampes montées en série, de façon à les dévoyer et augmenter ainsi leur durée de vie (fig. 12 et 13). Dans des installations plus importantes de coupure de câbles à haute tension, nous avons installé quelques radiateurs muraux de 200 à 300 W, ce qui est suffisant pour le but visé.

Dans les installations maçonnées, il faut d'abord veiller à ce que les murs et entrées de câbles soient complètement étanches, ce qui peut être obtenu au moyen des nombreux *produits hydrofuges* qui sont

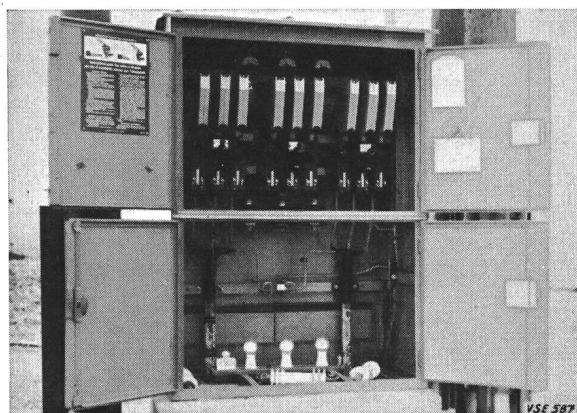


Fig. 12  
Intérieur d'une armoire à basse tension d'un poste aérien avec deux départs par câble  
Remarquez les lampes de chauffage

maintenant à la disposition des ingénieurs civils. Cependant, leur efficacité ne peut être assurée que si ils sont appliqués avec soin, ce qui n'est pas toujours le cas avec les entrepreneurs.

Un défaut qui se rencontre fréquemment est celui du remplissage d'eau des chambres maçonnées des boîtes de coupure à basse tension placées sous les chaussées. Dans de nombreux cas, nous avons dû les relier à l'égout par une tuyauterie pour n'avoir pas à commencer par vider l'eau de

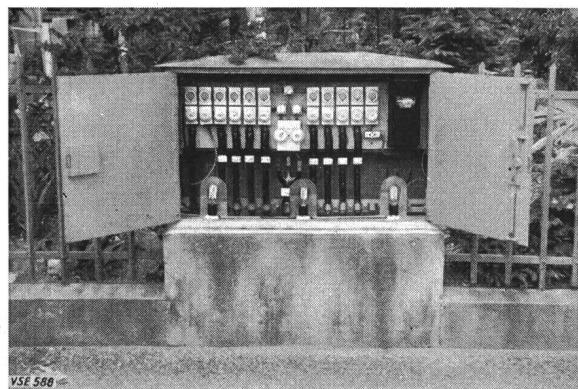


Fig. 13  
Coffret de distribution de câbles pour villas  
Remarquez les lampes de chauffage

la chambre avant de pouvoir procéder à l'ouverture de la boîte. Cette mesure diminue également le risque d'entrée d'eau dans la boîte.

Il n'y a rien à dire de particulier sur le *matériel métallique* utilisé dans les stations de câbles. Les métaux employés sont le cuivre et ses alliages, l'aluminium, ou des métaux ferreux protégés de la rouille par un revêtement inoxydable, ou même simplement par peinture spéciale.

Disons pour terminer que les jonctions de câbles à haute et basse tension peuvent se faire par serre-fils de tous genres, par soudures aluminothermiques, par brasages à l'argent ou encore simplement par soudures à l'étain. Chaque réseau a dans ce domaine ses propres habitudes, qui ont certainement fait leurs preuves et donné satisfaction.

#### Adresse de l'auteur:

J. Vachoux, technicien au Service de l'électricité de Genève, Genève.

## Construction d'usines

### Mise en remous du Rhin à Rheinau

En prévision de l'ouverture d'exploitation de l'usine de Rheinau en automne 1956, on a mis en remous le Rhin au début d'août. Selon le programme approuvé par le Département fédéral des postes et chemins de fer d'entente avec les Directions des travaux publics des cantons de Zurich et de Schaffhouse ainsi qu'avec les autorités allemandes, le niveau du Rhin sera élevé progressivement de façon à parvenir à la cote 358 au pied de la chute du Rhin. Les essais en vue de fixer définitivement le niveau maximum tolérable entre les cotes 358 et 359 ne commenceront qu'au cours de la seconde moitié de 1957.

### Nouvelles usines en Obwald

A la mi-juillet a eu lieu le percement de la galerie sous pression de la nouvelle usine hydro-électrique à basse pression sur la Sarner Aa. Cette usine est construite par les communes d'Alpnach et de Sarnen, en commun avec les Forces Motrices de la Suisse Centrale.

A l'aménagement de Melchsee-Frutt, la galerie d'aménée a été percée à fin juillet. Le bâtiment de l'usine de Hugschwendi est presque terminé et les travaux de la digue de retenue sur l'alpe de Frutt avancent rapidement.

## Extrait des rapports de gestion des centrales suisses d'électricité

(Ces aperçus sont publiés en groupes de quatre au fur et à mesure de la parution des rapports de gestion et ne sont pas destinés à des comparaisons)

On peut s'abonner à des tirages à part de cette page

	Elektrizitätswerk Arosa Arosa		Wasser- und Elektrizitätswerk der Gemeinde Buchs Buchs SG		Elektrizitätswerk Burgdorf Burgdorf		Elektrizitätsversorgung Glarus Glarus	
	1955	1954	1955	1954	1955	1954	1955	1954
1. Production d'énergie . . . kWh	4 561 000	4 756 400	9 620 000	9 150 000	286 700	288 520	13 024 000	12 557 400
2. Achat d'énergie . . . kWh	8 379 780	7 858 450	2 170 000	1 770 000	24 279 102	21 976 723	2 405 576	2 479 933
3. Energie distribuée . . . kWh	11 951 580	11 594 130	11 800 000	10 920 000	23 521 982	21 115 456	13 919 864	13 139 372
4. Par rapp. à l'ex. préc. %	+ 3,08	+ 5,1	+ 8	- 3,5	11,38	6,89	+ 5,9	+ 0,9
5. Dont énergie à prix de déchet . . . . . kWh	—	—	3 700 000	3 500 000	—	—	3 949 780	3 724 000
11. Charge maximum . . . kW	3 260	3 420	2 700	2 450	5 000	4 500	2 780	2 780
12. Puissance installée totale kW	24 863	23 800	17 800	16 700	39 251	36 414	15 966	15 371
13. Lampes . . . . . { nombre kW	45 000	43 000	25 800	24 800	55 365	53 574	34 918	34 179
14. Cuisinières . . . . . { nombre kW	1 227	1 200	1 586	1 532	2 028	1 861	675	654
15. Chauffe-eau . . . . . { nombre kW	8 727	8 500	7 960	7 640	12 508	11 439	4 050	3 924
16. Moteurs industriels . . . . . { nombre kW	638	625	1 295	1 158	2 117	1 949	787	759
	3 251	3 200	1 025	745	3 100	2 889	1 570	1 520
	1 804	1 780	777	706	3 026	2 882	1 137	1 096
	1 807	1 790	1 900	1 800	8 262	7 822	3 410	3 290
21. Nombre d'abonnements . . .	684	675	2 220	2 155	5 748	5 496	4 069	3 882
22. Recette moyenne par kWh cts.	7,49	7,38	6,1	6,3	7,423	7,480	5,3	5,2
<i>Du bilan:</i>								
31. Capital social . . . . . fr.	—	—	—	—	—	—	—	—
32. Emprunts à terme . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
33. Fortune coopérative . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Capital de dotation . . . . .	800 000	650 000	—	—	—	—	100 000	100 000
35. Valeur comptable des inst. . . . .	789 438	612 002	1 429 000	1 060 000	11	11	2 744 028	2 836 390
36. Portefeuille et participat. . . . .	—	—	—	—	—	—	6 000	—
37. Fonds de renouvellement . . . . .	240 000	225 000	270 000	400 000	—	—	110 170	122 768
<i>Du compte profits et pertes:</i>								
41. Recettes d'exploitation . . . fr.	912 626	873 345	723 000	688 000	785 091	698 995	749 777	691 716
42. Revue du portefeuille et des participations . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
43. Autres recettes . . . . .	—	—	—	—	—	—	600	680
44. Intérêts débiteurs . . . . .	26 000	22 000	26 900	14 300	—	—	85 539	89 590
45. Charges fiscales . . . . .	3 691	4 012	8 970	5 960	80	80	9 160	8 828
46. Frais d'administration . . . . .	61 476	75 047	5 030	5 180	88 910	85 718	114 600	112 709
47. Frais d'exploitation . . . . .	171 984	153 438	179 100	164 900	76 312	72 337	115 368	68 256
48. Achat d'énergie . . . . .	313 794	293 529	102 000	98 600	845 890	767 623	87 264	145 002
49. Amortissements et réserves . . . . .	98 460	73 169	369 400	389 800	278 815	243 087	236 985	151 445
50. Dividende . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
51. En % . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
52. Versements aux caisses publiques . . . . .	253 471	240 464	125 000	125 000	400 000	400 000	110 000	100 000
<i>Investissements et amortissements:</i>								
61. Investissements jusqu'à fin de l'exercice . . . . . fr.	2 822 356	2 566 493	6 460 000	5 556 000	4 675 255	4 395 165	5 598 012	5 560 374
62. Amortissements jusqu'à fin de l'exercice . . . . .	2 032 918	1 954 491	5 031 000	4 496 000	4 675 244	4 395 154	2 853 984	2 723 984
63. Valeur comptable . . . . .	789 438	612 002	1 429 000	1 060 000	11	11	2 744 028	2 836 390
64. Soit en % des investissements . . . . .	27,9	23,8	22	19	0	0	49	51

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Seefeldstrasse 301, Zurich 8, téléphone (051) 34 12 12; compte de chèques postaux VIII 4355; adresse télégraphique: Electrunion Zurich.

Rédacteur: Ch. Morel, ingénieur.

Des tirés à part de ces pages sont en vente au secrétariat de l'UCS, au numéro ou à l'abonnement.