Conception et protection des réseaux moyenne tension

Autor(en): **Burkhard, R.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins : gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **61 (1970)**

Heft 4

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-915908

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Conception et protection des réseaux moyenne tension

Par *R. Burkhard*, Berne

621.316.1.027.4:621.316.9

Nous nous proposons après quelques considérations générales sur les études de réseaux moyenne tension, de rappeler brièvement les effets d'une mise à la terre dans un réseau à neutre isolé; ensuite, de relater quelques expériences faites avec divers modes de traitement du neutre et enfin d'examiner la protection des réseaux moyenne tension et celle des barres omnibus.

Les réseaux moyenne tension ont pour rôle de diffuser la puissance à partir de points d'injection vers les postes de transformation à basse tension. Ils sont caractérisés par le fait qu'en plus du transport ils assument la répartition et la distribution de l'énergie électrique. Leur niveau de tension se situe entre 1 et 100 kV, et la limite entre les réseaux dits de répartition et ceux dits de distribution peut être fixée vers 30 kV environ. Ces deux types de réseaux se distinguent en ce que les premiers sont constitués par des réseaux maillés très étendus, composés en majeure partie de lignes aériennes et reliés en deux points ou davantage à un réseau haute tension, tandis que les seconds sont alimentés à partir d'un système de barres unique, exploités radialement ou quelquefois en boucle fermée, et formés soit de lignes aériennes et de câbles souterrains soit uniquement de câbles souterrains dans les réseaux de distribution de grandes agglomérations.

Les réseaux électriques en général n'ont pas été édifiés d'un seul coup, mais se transforment et s'agrandissent sans cesse de manière à répondre aux besoins toujours croissants en énergie électrique. Le fait que le taux d'accroissement annuel de la charge est plus ou moins constant depuis quelques années donne à la courbe des charges maxima une allure exponentielle. Comme l'équipement d'un réseau électrique ne peut se faire autrement que par échelons successifs, cela représente pour chaque entreprise un programme de construction toujours plus volumineux qu'il est nécessaire de planifier à plus ou moins longue échéance.

Pour suivre l'allure de cette évolution des charges maximales, nous procédons aux Forces Motrices Bernoises à un relevé mensuel des charges des transformateurs et des lignes de nos réseaux à haute et moyenne tension. Des diagrammes dans lesquels sont reportés les maxima annuels permettent de suivre l'évolution de la charge des transformateurs alimentant les réseaux de répartition et ceux de distribution. Il est aussi utile et intéressant de connaître la densité de charge des diverses régions, zone rurale, agglomérations ou villes desservis par l'ensemble d'un réseau moyenne tension et d'établir une carte géographique des densités de charge. Il faut tenir compte du fait que l'évolution de la charge ne suit pas le même rythme partout. La continuité de service est, avec le maintien d'une tension et d'une fréquence aussi constantes que possible, l'une des qualités essentielles d'un réseau électrique. Cette continuité de service ne peut être assurée que si l'on dispose de la réserve nécessaire pour qu'un incident isolé ne conduise pas à d'autres incidents en cascade par suite de report de charges dû au déclenchement d'une ligne perturbée.

Les prévisions des charges futures établies sur la base de ces différentes données sont déterminantes pour la planification des réseaux. Pour ce qui concerne les réseaux de répartition, la planification consiste à déterminer de nouveaux points d'injection, à projeter de nouvelles lignes ou le renforcement de lignes existantes, à créer de nouveaux postes de couplage pour l'alimentation des réseaux de distribution et à étudier les besoins de compensation de la puissance réactive.

Les modèles de réseaux ou tables à calcul électriques et les calculateurs numériques sont d'excellents moyens, rapides et précis pour le calcul des réseaux. Ils permettent d'étudier la répartition des charges et de calculer les courants de court-circuit pour toutes les variantes désirables et de vérifier le bienfondé des mesures de développement envisagées. Ils permettent aussi de déterminer les incidences de telle ou telle perturbation ou modification de la topologie du réseau sur l'ensemble de celui-ci.

Le développement toujours plus rapide des réseaux nécessité par l'allure exponentielle de la courbe des charges maximales impose à chaque entreprise électrique de prendre des mesures de rationalisation et de normalisation conduisant à des constructions-types de postes de couplage. Ces mesures sont propre à chaque entreprise et dépendent de l'importance du réseau. Elles impliquent entre autres le choix de la puissance unitaire des transformateurs de couplage, de la puissance de coupure des disjoncteurs et éventuellement des dispositions à prendre pour limiter les puissances de court-circuit. Cette normalisation s'étend bien entendu aussi aux lignes aériennes et aux câbles souterrains.

Dans le domaine des lignes aériennes par exemple les pylônes en béton remplacent de plus en plus les poteaux en bois. Les avantages principaux des lignes sur pylônes en béton sont les portées plus longues, facilitant l'obtention des droits de passage, l'utilisation de conducteurs de section plus grande permettant d'augmenter sensiblement la capacité de transport, et la plus grande sécurité de fonctionnement obtenue grâce aux distances plus grandes entre phases et à l'élimination du danger de carbonisation des poteaux en bois. On pourrait ajouter la protection relative des fils de garde lorsqu'il y en a et les frais minimum d'entretien.

Les sections de conducteurs Al ou Ad utilisées pour les lignes sur pylônes en béton vont de 185 à 400 mm². Il faut remarquer toutefois que pour les conducteurs de forte section le courant admissible n'est plus limité par l'échauffement mais par la chute de tension. En effet, selon les recommandations de l'Association Suisse des Electriciens (ASE) relatives à l'intensité de courant admissible en permanence dans les conducteurs aériens, le courant admissible pour un conducteur en Aldrey de 400 mm² de section est de 745 A. Ce courant de 745 A conduirait à une chute de tension d'environ 300 V/km pour un facteur de puissance de 0,9 ce qui, rapporté à une tension de 50 kV, représente 0,6 % de chute de tension par km. L'intérêt des conducteurs de grandes sections réside en fait dans les faibles pertes dues au transport de l'électricité et le choix doit être fait sur la base de calculs économiques.

La manière de traiter le neutre d'un système triphasé joue un rôle important dans l'exploitation d'un réseau. Si les sociétés d'électricité sont unanimes pour exploiter les réseaux à haute tension avec le neutre relié directement à la terre, à cause des avantages que cela procure, elles ont par contre des

conceptions différentes en ce qui concerne les réseaux moyenne tension. On peut voir en effet des réseaux à neutre isolé, d'autres avec le neutre relié à la terre par l'intermédiaire de résistances ou de bobines de self, et enfin des réseaux dits compensés, c.-à-d. avec le neutre relié à la terre par des bobines de Petersen.

En régime de fonctionnement normal, c'est-à-dire en l'absence de défaut et lorsque le système triphasé est en équilibre, le mode de traitement du neutre ne joue aucun rôle. Il intervient par contre dès qu'une phase du système est mis à la terre. En régime de fonctionnement normal les tensions sont représentées par les trois vecteurs ***OR, OS*** et ***OT*** décalés entr'eux de 120 degrés et tournant dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour du point 0. La valeur instantanée de la tension de chacune des phases est égale à la projection orthonogale de chaque vecteur sur un axe fixe. La mise à la terre directe d'une phase a pour conséquence de porter le neutre à la tension de phase U_p et les phases saines à la tension composée égale à $\sqrt{3} \times U_p$. Supposons qu'une mise à terre de la phase S se produise au moment où la tension de cette phase passe par sa valeur maximum. Avant la mise à la terre, la tension des phases saines R et T avait pour valeur momentanée $\frac{1}{2} \times U_p$; au moment de la mise à la terre ces phases sont portées brusquement à une fois et demie la tension U_p soit à trois fois la valeur de la tension à l'instant précédent la mise à la terre. A cause de la nature oscillatoire d'un réseau électrique ces changements d'état brusques donnent lieu à des surtensions transitoires. Rapporté à la tension de phase, le coefficient de surtension maximum tel qu'il ressort d'essais effectués un peu partout se situe entre 2,5 et 3. Ainsi la pointe de tension maximum reste inférieure à l'amplitude de la tension d'essai à 50 Hz correspondant au niveau de tension considéré. Il faut remarquer toutefois que ce coefficient peut être dépassé lorsqu'on a affaire à un arc intermittent. Ces surtensions et principalement l'élévation de tension des phases saines soumettent le matériel électrique à des contraintes plus élevées pendant toute la durée de la mise à la terre. Rappelons encore que l'effet Ferranti peut déterminer une augmentation de tension des phases saines aux endroits du réseau éloignés du lieu du défaut, principalement lorsqu'on est en présence de réseaux très étendus ou comportant beaucoup de câbles souterrains. En effet, la capacité d'un km de câble souterrain équivaut à peu près à celle de 30 km de lignes aériennes.

Le courant capacitif I_c produit par chaque phase est en régime de fonctionnement normal proportionnel à la capacité de service et à la tension de phase; la somme vectorielle des trois courants capacitifs est théoriquement nulle. La mise à la terre d'une phase a pour effet d'annuler le courant capacitif produit par cette phase tandis que le courant capacitif produit par chacune des phases saines est multiplié par $\sqrt{3}$. La somme vectorielle des courants capacitifs produits par le réseau n'est alors plus nulle mais égale à trois fois le courant I_c. En d'autres termes, dans un réseau à neutre isolé, le courant de mise à la terre est égal à la somme des courants capacitifs produits en régime normal par les trois phases sur toute l'étendue du réseau.

Des essais effectués en 1962 à Mühleberg ont permis d'enregistrer pour le réseau 50 kV complet des Forces Motrices Bernoises, dont la longueur totale était alors d'environ 700 km, y compris une dizaine de km de câbles souterrains, un courant capacitif total de 315 A. Ces essais ont donné lieu à plusieurs contournements et court-circuits doubles à la terre, entraînant le déclenchement de lignes et la carbonisation de poteaux en bois. Des perturbations simultanées en plusieurs endroits du réseau se produisaient de plus en plus fréquemment lors de mises à la terre accidentelles. Il arrivait par exemple, qu'une mise à la terre dans la région de Spiez soit suivie de contournements dans le Jura, soit à plus de cent km de distance. Nous avons alors procédé, voici bientôt quatre ans, à une division du réseau 50 kV en trois parties ou secteurs indépendants constituant chacun un réseau maillé avec ses points d'injection propres. Des lignes normalement ouvertes à une extrémité permettent de relier en cas de secours deux secteurs ensembles. Depuis lors, le réseau est beaucoup plus tranquille et le nombre de défauts évolutifs, désormais limités à un secteur, a nettement diminué. Cette subdivision a permis du même coup de réduire le courant capacitif total de mise à la terre de chaque secteur.

Alors qu'une mise à la terre est signalée immédiatement, sa localisation plus ou moins rapide est dans un réseau maillé une question de chance. Il faut procéder en sectionnant successivement plusieurs parties du réseau sans interrompre la continuité de service. Ces manœuvres peuvent engendrer des surtensions et donner naissance à des phénomènes de résonance. Nous avons eu cet été dans un de nos réseaux 50 kV une mise à la terre qui a duré près de deux heures et qui a pris fin par l'explosion d'un transformateur de mesure. Quelques jours plus tard explosait un deuxième réducteur de mesure installé dans le même poste mais dans un autre départ. L'examen ultérieur en fabrique a montré que la destruction de ces transformateurs de mesure était due à des phénomènes de ferro-résonance.

La compensation d'un réseau au moyen de bobines de Petersen constitue un excellent moyen pour éviter dans de nombreux cas les défauts évolutifs et les inconvénients qui en résultent. Ces bobines branchées entre le neutre et la terre sont dimensionnées de telle manière que le courant qui les traverse au moment d'une mise à la terre compense en grande partie le courant capacitif produit par le réseau. Cela a pour effet d'éteindre les arcs à la terre dès leur apparition. Remarquons cependant que les phénomènes de surtension sont les mêmes que pour un réseau isolé mais que l'élévation de tension des phases saines n'est que de courte durée et disparaît avec l'extinction de l'arc. Pour obtenir une bonne compensation à tous les états possibles du réseau, il faut prévoir un réglage automatique permettant d'adapter l'inductivité des bobines à la capacité totale du réseau. La compensation donne entière satisfaction pour des réseaux petits ou moyens. Elle est appliquée aujourd'hui par exemple au réseau de distribution souterrain de la ville de Genève. Ce réseau formé de câbles à masse à 18 kV est subdivisé en plusieurs secteurs exploités en antennes à bouclage ouvert. Chaque secteur est alimenté directement depuis le réseau haute tension par des transformateurs dont les enroulements 18 kV sont couplés en triangle. Aux bornes de ces transformateurs sont branchés des transformateurs de point neutre, couplé en étoile, et dont le neutre est relié à la terre par l'intermédiaire d'une bobine de self à noyau plongeur. Celle-ci est commandée automatiquement en fonction de la longueur totale des câ-

bles composant un secteur. La compensation du courant capacitif permet de réduire fortement les dégâts causés par le courant lors de mises à la terre. Celles-ci sont dues à des défauts d'isolation aux manchons de raccordement et aux boîtes d'extrémité de câble et surtout à des accidents survenant lors de travaux de chantier.

Lorsqu'un réseau de lignes aériennes atteint une dimension telle que l'arc de mise à la terre ne peut plus s'éteindre à cause de l'importance du courant résiduel, les avantages du réseau compensé par rapport au réseau isolé n'existent plus; on a même un risque supplémentaire, c'est celui de l'échauffement des bobines de compensation dans le cas d'une mise à la terre prolongée. C'est ce qui s'est présenté avec le réseau 50 kV compensé des Forces Motrices de l'est de la Suisse dont la longueur atteint aujourd'hui plus de 1000 km. Une subdivision du réseau aurait permis de retrouver les avantages d'un réseau compensé. On a cependant préféré maintenir le maillage du réseau entier. Des essais effectués avec la mise à la terre directe du neutre ont été concluant et ont permis d'éliminer tous les défauts évolutifs. Cependant le courant de court-circuit monophasé pouvant atteindre des valeurs très importantes lors de défauts proches des points d'injection, cette société a décidé de mettre le réseau à la terre par l'intermédiaire de bobines de self à impédance fixe, de manière à limiter le courant de court-circuit à 3000 A. La valeur de l'impédance et le choix de l'emplacement des bobines de self ont été déterminés à l'aide d'un modèle de réseau. Ces essais ont permis de vérifier que le démarrage des relais de distance était encore assuré dans le cas de défauts éloignés. Ces bobines, au nombre de sept pour l'instant, sont toutes placées à des postes de couplage entre réseau moyenne et haute tension, c'est-à-dire en des points d'injection. Leur impédance est de 35 Ω. De plus un disjoncteur de terre a été installé au poste de couplage le plus central du réseau et il est commandé par un relais de terre temporisé à 1 seconde de manière à permettre le déclenchement sélectif des relais de distance. Lorsque par exemple un défaut à la terre présente une résistance telle que les relais de distances ne démarrent pas, la fermeture automatique de ce disjoncteur de terre après 1 s a pour effet de renforcer sensiblement le courant de court-circuit et par conséquent de permettre la mise en route des relais de distance. Ce mode de mise à la terre du neutre est en service depuis bientôt deux ans et donne entière satisfaction. Il faut remarquer tout particulièrement qu'il n'a pas été nécessaire de prendre des mesures de protection spéciale des circuits de télécommunication du fait de la limitation du courant de court-circuit.

Nous avons mentionné au début de notre exposé que la continuité de service était une des qualités essentielles d'un réseau électrique. Un système de protection rapide et sélectif complété par un dispositif de réenclenchement automatique, rapide ou semi-rapide, est un des atouts principaux permettant précisément d'assurer cette continuité de service.

La protection sélective d'un réseau de répartition ne peut être assurée raisonnablement que par l'utilisation de relais de distance à démarrage par minimum d'impédance. Ces relais, mesurent la réactance entre l'emplacement des transformateurs de mesure qui les alimentent et le lieu du défaut; ils comportent trois ou quatre échelons directionnels et un dernier échelon non-directionnel correspondant à la mise en route du relais. Le premier échelon est ajusté normalement à 85 % de la réactance de la ligne séparant deux postes de couplage voisins. Le temps minimum d'ajustage est de 0,1 s pour les types de relais utilisés pour la protection des réseaux moyenne tension et qui sont aujourd'hui encore des relais électro-mécaniques. A ce temps d'ajustage s'ajoute le temps de déclenchement du disjoncteur ce qui donne une durée totale du court-circuit de 8 à 10 périodes. L'ajustage des échelons supérieurs doit se faire en tenant compte de la topologie du réseau c'est-à-dire des infusions en provenance d'autres directions et des lignes en parallèle. Le plan d'échelonnement permet de vérifier la sélectivité.

Le relais de distance à démarrage par minimum d'impédance possède un relais de terre qui commande une commutation du système de mesure du relais. Dans un réseau à neutre isolé et pour un défaut évolutif, cette commutation peut donner lieu à un certain retard voire même à des déclenchements non sélectifs lorsqu'elle ne se fait pas assez vite au moment de l'évolution du défaut. Dans ces cas l'étude des défauts devient compliquée et difficile.

Lorsqu'une ligne est courte et que la réactance minimum de mesure est plus grande que la réactance de la ligne, il est nécessaire pour garantir la sélectivité d'effectuer une comparaison entre les mesures directionnelles des deux relais de distance. Cette comparaison peut se faire à l'aide d'appareils de couplage de téléprotection qui permettent de bloquer le déclenchement au premier stade ou échelon lorsque le défaut est situé en dehors du tronçon protégé. Il n'y a plus de blocage à partir du deuxième stade. Les signaux sont transmis d'un relais à l'autre par un câble secondaire, parallèle au câble souterrain, et raccordé de chaque côté à des transformateurs d'isolement. Une rupture accidentelle du câble secondaire est signalée immédiatement. Cette protection a été appliquée pour les câbles 50 kV entre les postes de Mâche et de Laendte près de Bienne et entre le poste de Steffisburg et la centrale de Thoune.

Le réenclenchement automatique est appliqué aujourd'hui de plus en plus dans les réseaux de répartition moyenne tension. Il y a deux systèmes: l'un utilise le prolongement du premier gradin et permet d'effectuer un réenclenchement rapide après 0,5 ou 0,6 s. Dans le cas d'un défaut permanent le second déclenchement a lieu suivant la caractéristique ajustée au relais. Ce système présente à notre avis deux inconvénients: le premier est qu'il n'est pas sélectif pour les défauts en début de ligne situés dans le prolongement du premier échelon du ou des relais situés en arrière, ce qui n'est pas très grave en soi puisqu'il y a réenclenchement automatique; le second est le fait de réenclencher automatiquement sur un défaut se produisant aux barres omnibus alors qu'on ne sait pas si une vie humaine est en danger. Le deuxième système consiste à assurer la sélectivité dès le premier déclenchement et à exécuter un réenclenchement automatique semi-rapide seulement après 1 s pour permettre au relais situé à l'autre bout de la ligne de déclencher au second gradin. Le réenclenchement automatique n'a lieu que lorsque le relais a déclenché au premier stade. L'inconvénient présenté par ce système est que le réenclenchement d'une ligne n'est effectif que pour des défauts situés dans la zone où les échelons de base des deux relais se recouvrent, c'est-à-dire pour un tronçon recouvrant 70 % de la longueur de la ligne. Dans le cas d'un réseau bien maillé c'est un inconvénient mineur. Par contre tout réenclenchement automatique pour un dé-

faut aux barres omnibus est exclu ce qui nous paraît très important.

La protection des barres omnibus 50 kV d'un réseau maillé s'effectue normalement au deuxième stade des relais de distance, ou au troisième stade dans certains cas particulier d'échelonnement. Considérant que les puissances de court-circuit ont augmenté et que les dégâts causés dans un poste de couplage, qui sont proportionnels à la durée du défaut, entraînent une mise hors service plus ou moins longue des installations, nous avons choisi aux Forces Motrices Bernoises de protéger systématiquement tous les jeux de barres omnibus à 50 kV et au-dessus de nos nouvelles sous-stations, par un système électronique de protection des barres. Chaque système de barres omnibus peut être protégé sélectivement en fonction de la position des sectionneurs et des disjoncteurs.

Une installation de protection ultra-rapide d'un système de barres ne doit jamais fonctionner intempestivement. On peut s'imaginer aisément les répercussions qu'aurait le déclenchement subit de tous les disjoncteurs d'un poste 220 kV par exemple. Il est indispensable, et je voudrais insister là-dessus, que, l'exécution, le montage et la mise en service d'un dispositif de protection ultra-rapide des barres soient réalisés très soigneusement et par un personnel hautement qualifié.

La protection électronique des barres omnibus est en service actuellement dans 6 centrales ou sous-stations des Forces Motrices Bernoises et protège des barres omnibus à 16, 50 et 150 kV. La première fut installée à fin 1966. Elles n'ont pas eu à fonctionner jusqu'a ce jour.

La protection des transformateurs de puissance haute tension — moyenne tension est assurée par des relais Buchholz et des relais différentiels. La protection de réserve quant à elle peut être réalisée de différentes manières par exemple par un relais à maximum de courant côté haute tension et un relais à minimum d'impédance côté moyenne tension. Un relais directionnel combiné avec un relais de temps permet d'abaisser le temps de réserve pour un défaut aux barres haute tension. Un autre moyen consiste à installer de chaque côté du transformateur un relais de distance dont l'échelon de base est ajusté à 0,6 s pour la protection des barres omnibus, la protection de réserve étant assurée au temps limite.

La protection des réseaux de distribution est réalisée généralement par des relais à maximum de courant étant donné le rapport élevé existant entre le courant de court-circuit et le courant de charge normal. Le réenclenchement automatique rapide se répand toujours plus dans les réseaux aériens, où il est, est-il nécessaire de le dire, très apprécié par le personnel d'exploitation. Le réenclenchement automatique et rapide d'un réseau en antennes peut être réalisé après une pause de 0,3 s. La protection doit être agencée de telle manière qu'un relais à maximum de courant déclenche instantanément lors d'un court-circuit quelconque, sur toute la longueur de la ligne protégée. Ce circuit de déclenchement direct doit alors être coupé par un relais temporisé pour qu'à la suite du réenclenchement automatique et en cas de défaut permanent, le déclenchement définitif ne soit plus instantané, mais au contraire retardé, de manière à permettre un déclenchement sélectif des relais primaires ou secondaires installés le long de la ligne. Cette solution n'est pas parfaite. En effet, pour un défaut rapproché et permanent le courant de court-circuit généralement très élevé peut provoquer d'importants dégâts. Pour obtenir un déclenchement définitif rapide pour les défauts rapprochés il faut prévoir un relais comportant en plus du contact de déclenchement temporisé, un contact de déclenchement instantané dont la plage de réglage soit telle qu'elle permette l'ajustage d'un courant assez grand de manière à limiter l'action de ce contact de déclenchement instantané à une zone rapprochée. Ce mode de protection est appliqué par les Entreprises Electriques du canton de Zurich avec succès [1]).

Un autre moyen pour accélérer le déclenchement définitif dans le cas de défaut rapproché est l'utilisation de relais de distance, c'est la solution adoptée par exemple par les Forces Motrices Bernoises. Ces relais permettent de réaliser une caractéristique en escaliers qui est utile même s'il n'y a pas de disjoncteurs en série. En effet, les signaux et la durée du défaut indiqués par le relais sont des renseignements utiles pour la localisation de celui-ci.

La protection des barres omnibus à 16 kV d'une sous-station peut être réalisée par un artifice très simple. En effet, étant donné que le flux d'énergie est orienté dans un sens seulement et que les relais des départs de lignes ne démarrent pas pour un défaut aux barres omnibus, il suffit de doter les relais à maximum de courant des transformateurs, qui alimentent le réseau de distribution, de deux temporisations, l'une à temps long, qui constitue la protection de réserve pour la protection des lignes, l'autre à temps court de 0,2 s qui déclenche lors de défauts aux barres omnibus. Pour que cette protection soit sélective il est nécessaire de verrouiller le circuit d'alimentation du relais à temps court à partir de contacts de démarrage instantané des relais différentiels des transformateurs et des relais de lignes, que ce soient des relais de distance ou des relais à maximum de courant. Un court-circuit éliminé en 0,2 à 0,3 s n'entraîne que des dégâts peu importants et permet de remettre la sous-station rapidement en service. Cette protection des barres omnibus est réalisée depuis de nombreuses années dans les postes 50/16 kV des Forces Motrices Bernoises ainsi que dans les sous-stations des Entreprises Electriques du canton de Zurich par exemple. Elle ne peut cependant pas être appliquée dans les sous-stations alimentées parallèlement par des centrales de production et des transformateurs, le flux d'énergie dans ces derniers pouvant changer de sens. Dans ces cas nous installons une protection électronique ultra-rapide et sélective des barres omnibus.

Pour conclure, nous dirons quelques mots sur les révisions et contrôles des relais de protection. Il est nécessaire et important d'effectuer un contrôle périodique des relais de protection. La révision des relais simples peut avoir lieu tous les trois ou quatre ans. Par contre, les relais de distance du type électromécanique devraient être révisés complètement au moins une fois par an par un spécialiste. L'expérience de ces dernières années aux Forces Motrices Bernoises montre qu'il y a chaque année environ 8 à 10 % des relais de distance qui ne sont pas en ordre parfait de fonctionnement soit par suite de contacts encrassés, de relais de temps ou autres éléments défectueux, ou encore de bobines de contacteurs brûlées.

Adresse de l'auteur:
R. Burkhard, Chef du Bureau des calculs, Forces Motrices Bernoises S. A., Berne.

[1]) Voir Bulletin ASE 58(1967)15, p. 679 à 682.