

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: 66 (1975)

Heft: 23

Artikel: Problèmes de protection d'un réseau urbain à moyenne tension

Autor: Thévenaz, R.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915325>

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: 01.04.2025

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

Problèmes de protection d'un réseau urbain à moyenne tension

Par R. Thévenaz

Als Beispiel des Mittelspannungsnetzes der Stadt Genf werden die Prinzipien und das Vorgehen beim Störungsschutz erläutert. Die charakteristischen Störungsfälle werden diskutiert und Entwicklungsperspektiven von Schutzeinrichtungen aufgezeigt.

Le choix, à titre d'exemple, du réseau urbain à moyenne tension de Genève a permis de discuter des principes et du processus de fonctionnement de la protection contre les perturbations et d'entrevoir les perspectives de développement des dispositifs de protection.

1. Constitution du réseau urbain à 18 kV des Services industriels de Genève

Le réseau urbain à moyenne tension de Genève comporte 130 km de lignes aériennes et la longueur totale des câbles souterrains se monte à environ 800 km. Exploitées en «antenne», les lignes sont groupées par micro-réseau, correspondant chacun à un transformateur 128/18 kV de 30 MVA. Tension de court-circuit moyenne: 10,5 %.

Les sous-stations transformatrices actuellement en service peuvent comporter 3 à 6 unités de 30 MVA chacune.

Si nous estimons que la puissance de court-circuit «économique» d'un réseau à 18 kV se situe actuellement à 750 MVA (disjoncteurs, câbles), il est dès lors possible d'exploiter deux micro-réseaux en parallèle pendant le temps d'une manœuvre, puisque dans ce cas, la puissance de court-circuit (triphase) s'élève au maximum à 480 MVA, compte tenu d'une puissance «amont» admise à 5000 MVA au niveau 130 kV, ultérieurement 8000 MVA.

La fig. 1 donne les variations des puissances et courants de court-circuits sur le réseau 18 kV câblé, en fonction de la situation du défaut.

L'intensité maximum admise dans un feeder câblé de $3 \times 150 \text{ mm}^2 - \text{Cu}$ est de 250 A. Toutefois, sa valeur permanente normale sera choisie de telle manière que la charge d'un câble défaillant puisse être, en tout temps, reprise par les deux feeders les plus voisins.

Les cabines transformatrices, comportant en principe chacune une paire de transformateurs 18/0,4 kV, dont les puissances-type varient entre 250 et 1000 kVA, sont réparties sur

les feeders de façon à respecter le critère de charge énoncé plus haut.

Le neutre du réseau 18 kV est mis à la terre au travers d'une bobine d'extinction ($I_L = 170 \text{ A}$ pour un micro-réseau). Les défauts unipolaires sont ainsi compensés et susceptibles d'être maintenus pendant 3 heures.

La puissance de pointe, actuellement délivrée par les 6 sous-stations alimentant le réseau genevois à moyenne tension, se situe aux environs de 300 MW, compte tenu des 50 MW susceptibles d'être soutirés par le CERN.

Les 6 sous-stations (4 autres sont d'ores et déjà prévues) sont gérées depuis une salle de commande centralisée (dispatching) comportant, en plus des signalisations et alarmes, la possibilité de transmettre des ordres de commande soit «manuels», soit «séquentiels» par programme d'ordinateur, soit «conseillés» par l'ordinateur, soit encore totalement «automatiques» selon décision de l'ordinateur. Seule la première possibilité citée est actuellement opérationnelle.

2. Philosophie et principes de protection

Tout défaut bi- ou tripolaire se produisant au niveau 18 kV doit entraîner un déclenchement instantané du feeder à son origine (sous-station), d'où l'on peut juger, selon les circonstances, de la possibilité de réenclencher ou non. La décision est prise par l'opérateur ou (ultérieurement) par un ordinateur.

Si le disjoncteur d'un transformateur de cabine a déclenché, il doit rester en position «hors» lors du réenclenchement du feeder.

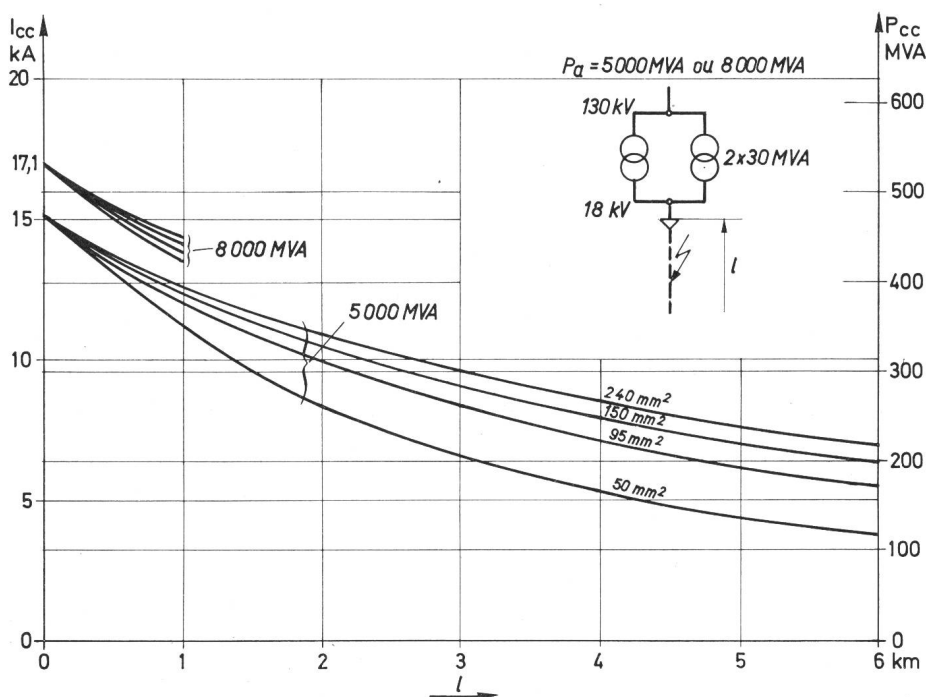


Fig. 1
Court-circuit triphasé sur un feeder 18 kV
l Longueur du câble
I_{cc} Courant de court-circuit

	CAUSES																		
	Surcharge	Surintensité (courant instantané)	Fausse manœuvre	Mauvaise utilisation du matériel	Défaut du matériel	Défaut de montage	Insulation des isolateurs	Provoqué par des lietz, câble araché	Provoqué par des lietz, accident de circulation	Provoqué par des lietz, coup de neige dans LA	Provoqué par des lietz, débranchement dans LA	Inondation	Incendie	Intempéries (neige, pluie, vent, froid, tonnage)	Corps étranger (animal)	Défaut télécommande	Cause inconnue	Totaux	
1 Lieu électrique																			
Niveau THT (220 kV)																		1	
Niveau HT (130 kV)			3	1								1					2	7	
Niveau MT (18 kV)	4	4	2	4	2	1	8		1	3			1	8	2		7	47	
Disjoncteur principal MT																			
Disjoncteur MT de protection du transformateur	3	11	5				1	3	1		2			7			5	38	
Totaux	7	15	10	5	2	2	11	1	1	5	1	1	16	2	2	12	93		
2 Origine																			
Usine et distribution de THT																		1	
Distribution HT et sous-stations			4	1													2	8	
Transformateur de MR												1						1	
Cabine MT-BT côté MT		1		3									1	2	1		1	9	
Réseau souterrain MT			1			1	7											9	
Réseau aérien MT					1	1	1		1	3				8	1			16	
P.A. MT-BT														1				1	
Réseau privé	3	5	4	4				1	1									19	
3 Lieu géographique (THT + HT + MT + BT)																			
Renfile - Jura	6	18			2	1	1	4	5		3					11		5	56
Renfile - Ville	4	27	9	3	1		2	13		1			1	4	1		27		93
Versix	1		2	1	2					2					1		6		20
Chêne - Campagne	2	2			6	1	1	6	1	4	4				9		7		43
Chêne - Ville	5	12	8		5	1	1	9	4	3	3		4	4			14		73
Carouge - Veyrier	2	4	4		4			5	2		5			6			5		37
Pralle - Ouest	2	4	1			2	2	15	2	5	5			7			8		53
Plusieurs secteurs	1	3	1		3	5		1	1					2	1	2	4		24
4 Durée (THT + HT + MT + BT)																			
De 0 à 15 min	3	6	6		3			2			2			2		1	5		30
De 15 min à 1h	17	49	24	4	13	2	4	22	5	8	12			1	21	1	1	50	234
De 1h à 2h	3	7			2			21	6	6	5			1	9	1		16	77
De 2h à 3h		2	1		6	1	1	5	1	2	4				4			3	30
Plus de 3h	1					1	3	9			3		1	1	8			2	29

Fig. 2 Déclenchements sur le réseau genevois 1974

Si le défaut se situe sur la ligne, le disjoncteur du feeder déclenchera une seconde fois. Le service de piquet est alors alerté pour la recherche du défaut. Il n'y a en principe pas de protection le long d'une ligne. Cependant, remarquons le cas particulier d'une ligne aérienne faisant suite à une ligne souterraine, dont le point de transition est équipé d'un disjoncteur à déclenchement instantané et à réenclenchement automatique temporisé. Ainsi, les défauts fugitifs, fréquents sur une ligne aérienne, ne donnent pas lieu à des déclenchements définitifs.

En cas de défaut d'une phase contre terre, le service est maintenu en compensant le courant capacitif de défaut par une composante inductive fournie par une bobine de self fonctionnant en résonance parallèle avec la capacité du réseau. Par suite d'une légère dissonance exigée par le système de réglage automatique de la bobine et sachant qu'une composante wattée résiduelle due aux pertes dans le cuivre ne peut être compensée, le point de défaut peut être le siège d'un courant de 15 à 30 A, valeur admise par l'expérience. La tension de pas est pratiquement négligeable.

A ce sujet, je me dois de signaler que, si le principe de la compensation n'est pas discuté, nous émettons personnellement quelques doutes quant à la nécessité d'un automatisme intégral dans le réglage d'une bobine; cet appareillage nécessaire est, en effet, relativement coûteux et délicat et ne fonctionne finalement pas fréquemment. Ce dernier pourrait, à notre avis, être avantageusement remplacé par une simple programmation située dans l'ordinateur central (à condition d'en posséder un), opérant une exploration cyclique des di-

verses bobines d'extinction. Nous serions heureux d'entendre l'opinion de collègues ayant acquis une expérience dans ce domaine.

Lors d'un défaut situé du côté «basse tension» d'un transformateur de distribution 18/0,4 kV, seule la protection (légèrement temporisée) située directement à l'amont doit fonctionner. Elle constitue une réserve pour une protection défaillante d'un départ «basse tension» ou d'un éventuel disjoncteur BT monté directement à l'aval du transformateur. L'Ordonnance Fédérale du 7 juillet 1933 a été jusqu'ici toujours respectée.

Toutefois, l'introduction de mini-boucles comprenant une seule et même protection d'origine, commune au câble et à tous les transformateurs, nous oblige à déroger à l'O.F.

3. Statistique des défauts les plus courants

Le tableau de la fig. 2 donne une statistique des défauts ayant provoqué en 1974 des déclenchements suivis soit d'un réenclenchement réussi, soit d'une recherche du point de défaut. Nous remarquons que les causes en sont essentiellement les intempéries et les accidents de chantier (26×). Les déclenchements des transformateurs de distribution (15×) par surintensité sont en grande partie liés à des questions de sélectivité par rapport à la protection BT. Nous en reparlerons plus loin.

Il nous faut mentionner maintenant les défauts unipolaires contre terre n'ayant pas «dégénéré» en défaut bi- ou triphasés, c'est-à-dire n'ayant pas été à l'origine d'un déclenchement. L'année 1974 a vu 51 mises à terre accidentelles du réseau 18 kV, soit environ 1 défaut par semaine, ou encore 7 défauts par an et par 100 km.

Nous discuterons plus loin de quelle manière ce genre de défaut est traité.

Défauts les plus caractéristiques

a) A de répétées reprises, des claquages contre terre d'une phase 18 kV, voire de 2 phases (déclenchement) se sont produits dans la cellule du sectionneur 18 kV d'un transformateur de 30 MVA, au cours de manœuvres d'enclenchement ou de déclenchement de ce même transformateur. Un réducteur de tension isolé dans la résine «epoxy» a même explosé ... (fig. 3).

Phénomène de ferrorésonance caractérisé. Un remède y a été apporté par l'introduction d'une résistance de 180 Ω

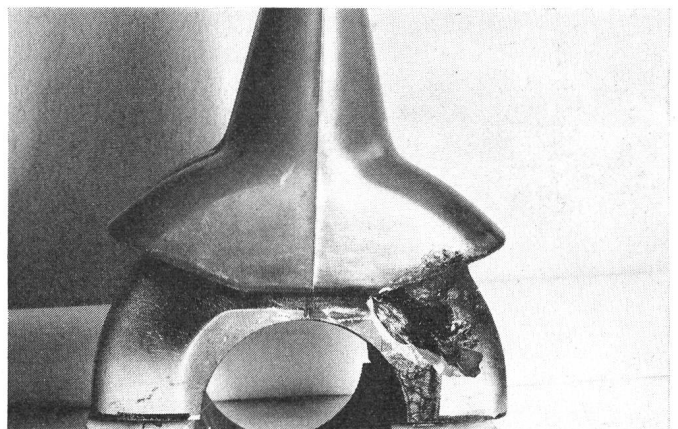


Fig. 3 Transformateur de tension à 18 kV ayant explosé par ferrorésonance

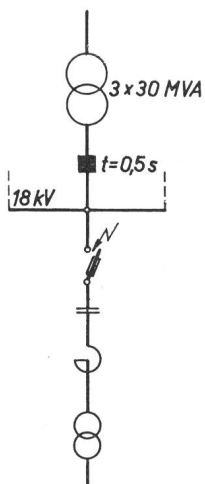


Fig. 4
Couplage d'une télécommande centralisée à 1050 Hz

dans le triangle ouvert représenté par les 3 secondaires 200/3 V des 3 TP de mesure du transformateur de 30 MVA.

b) Lors d'un défaut de terre du réseau 18 kV dans une cabine transformatrice, deux transformateurs de courant, type «traversée», de 250/5 A, isolés dans la résine «epoxy» claquent au droit de la bride de fixation. Ces appareils faisaient partie de cellules nouvellement équipées dans une sous-station 130/18 kV.

Après examen, nous avons constaté que les vis de mise à terre de ces TI n'étaient pas raccordées. La «mauvaise» mise à terre que représentait le contact de ferrures-supports peints pouvait être à l'origine d'une élévation du gradient de potentiel dans les couches équipotentielles de terre du TI. L'élévation brusque de la tension des 2 phases saines contre la terre pendant le défaut a fait le reste. Depuis que les nouveaux TI ont été raccordés normalement à la terre, aucun accident n'est à déplorer.

c) Lors de la fermeture *manuelle* du sectionneur de charge avec fusibles protégeant une cellule à 18 kV d'injection d'un signal de télécommande à 1050 Hz, équipée d'un circuit résonnant série, un arc réactif à 50 Hz d'environ 8 A s'est amorcé entre couteau et mordache d'une phase, puis d'une deuxième, avant la fermeture complète du sectionneur. Ce phénomène s'est aussitôt transformé en court-circuit biphasé puis triphasé à 18 kV avec une puissance de court-circuit d'environ 800 MVA. Le court-circuit a duré 0,5 seconde, correspondant à la temporisation de la protection des transformateurs de 30 MVA.

Depuis lors, tous les sectionneurs de charge en question ont été remplacés par des disjoncteurs équipés de relais magnétiques directs à déclenchement instantané.

d) En décembre dernier, des grenades provoquèrent l'explosion de deux transformateurs 130/18 kV de 30 MVA à la sous-station de la Renfile.

Un court-circuit se déclara du côté 18 kV des transformateurs (connexions vers l'insérateur de prises), suivi d'un déclenchement correct par les protections différentielles et à maximum, et très probablement par Buchholz. L'huile a toutefois pris feu et l'incendie provoqua ultérieurement le déclenchement de lignes 130 kV dont les conducteurs passent pourtant bien au-dessus des transformateurs. 25 MW ont été repris par la nouvelle sous-station de la Foretaille, heureusement prête à être mise en service et 25 MW ont été basculés sur les sous-stations existantes, moyennant un énorme travail de manœuvres et de manchonnages réalisé

sans discontinuer, nuit et jour, par l'ensemble du personnel disponible. Cette «incident», extrêmement grave en soi, nous a permis toutefois de constater avec satisfaction que les systèmes de protection ont joué leur rôle correctement, tant du côté 18 kV que du côté 130 kV. L'histoire chronologique des événements a pu être fidèlement reconstituée grâce aux enregistreurs oscillo-perturbographiques installés sur les lignes 130 kV.

4. Défauts de terre et système automatique de compensation – Détection des mises à terre

Les principes en ont été énoncés précédemment et l'exploitation d'un réseau équipé de bobines d'extinctions est connue de tous ... Je me permettrai toutefois de m'arrêter quelques instants sur la question du réglage automatique de la résonance.

Le système de réglage automatique devra tenir compte d'un réseau sain, où les 3 capacités C_p sont effectives. En réalisant une résonance *série* par injection d'une tension dans le circuit «self plus capacités» en série, nous obtenons le schéma de la fig. 6.

Le principe théorique est élégant, mais le système de détection de l'orientation du vecteur du courant I , lequel est déterminant pour l'augmentation ou la diminution de la valeur de L , est très délicat et relativement coûteux (environ Fr. 15 000.- par micro-réseau de 30 MVA). Voir fig. 7.

Cet automatisme est-il vraiment nécessaire? Il serait intéressant d'en discuter.

Quant à la détection des terres, elle se réalise sur chaque feeder 18 kV par un transformateur d'intensité, type tore, alimentant l'enroulement «intensité» d'un relais wattmétrique, la bobine «tension» étant raccordée à 3TP dont les secondaires sont montés en triangle ouvert.

La composante résiduelle wattée, généralement peu importante, est complétée par une composante ohmique artificielle, injectée sur un enroulement secondaire de la bobine d'extinction (voir fig. 8) et se bouclant au-travers du défaut. Un relais de tension signale, en plus, la phase défectueuse.

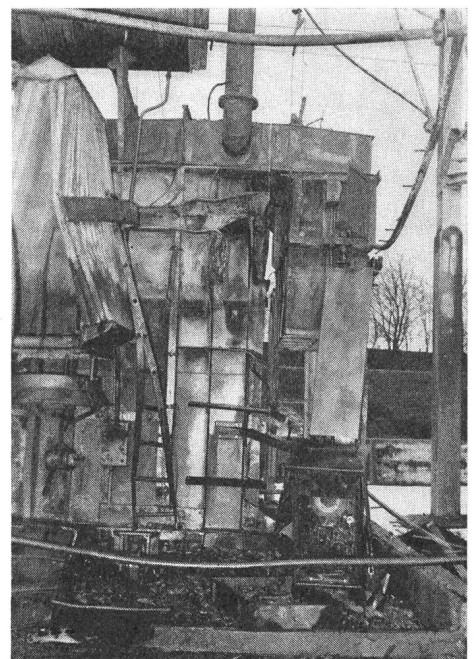


Fig. 5
Transformateur 30 MVA, 130/18 kV, détruit à l'explosif

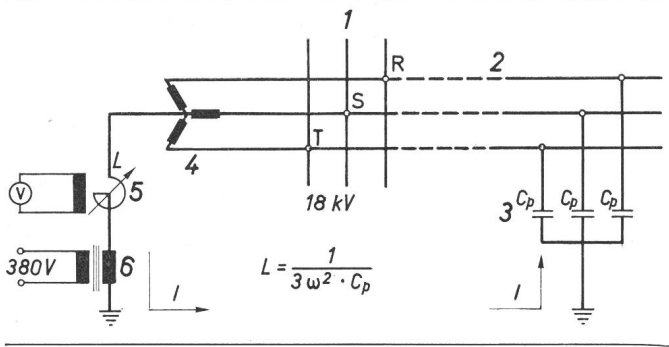


Fig. 6 Résonance (série) d'un réseau sain

- 1 rails sous-station
- 2 réseau de distribution
- 3 capacités des phases contre terre
- 4 transformateur de point-neutre
- 5 bobine d'extinction réglable
- 6 transformateur d'injection

5. Miniboucle à puissance limitée

Par suite de l'augmentation considérable de la densité de puissance dans les immeubles locatifs, commerciaux ou industriels, les SIG ont décidé d'expérimenter le principe du raccordement de cabines mono-transformatrices dérivées d'un câble polythène de section réduite (50 mm²) issu d'une cabine de couplage regroupant toutes les protections nécessaires.

Puissance maximale de la boucle 3,36 MVA. Seul l'un des deux disjoncteurs A est fermé.

Cette solution permet d'intégrer à des immeubles nouveaux ou existants, des cabines extrêmement compactes, faciles à exploiter. Il faut admettre, bien entendu, que tout défaut entraîne la mise hors service de toute la boucle. Au point de vue protection, le schéma envisagé est en contradiction avec l'art. 64 de l'O.F. du 7 juillet 1933.

6. Sélectivité et réglages

Un réseau exploité en étoile tel que celui des SIG est protégé de telle manière que le rétablissement du réseau soit aussi rapide que possible, compte tenu des conditions d'interventions locales. Plutôt que de prévoir une sélectivité échelonnée tout au long d'une artère 18 kV, ce qui entraînerait des temporisations inadmissibles au départ de la sous-station, c'est le disjoncteur d'origine qui déclenche instantanément.

6.1 Protection du feeder 18 kV

Cette protection comporte trois relais magnéto-thermiques indirects réglés, pour la partie thermique, à

- phase S $\Delta\theta = 100\%$: alarme
- phases R et T $\Delta\theta = 120\%$: déclenchement
- Constante de temps $\tau = 60$ min.

et pour la partie magnétique:

Phases R, S et T: $I_{os} = 4 \times I_n$: instantané

Une réserve est constituée par la protection du transformateur de 30 MVA - 128/18 kV, dont le déclenchement en cas de court-circuit est réglé à

Phases R, S et T: $I_{tempor.} = 2 \times I_n$ $t = 1$ s

Cette temporisation est encore supportable pour les artères 18 kV actuellement normalisées à 3×150 mm², pour

une intensité initiale de court-circuit (subtransitoire) de 15,4 kA. La fig. 12 donne les temporisations admissibles pour diverses sections de câbles.

6.2 Protection du transformateur de cabine (250 à 1000 kVA)

Cette installation comprend 3 relais directs magnéto-thermiques avec, pour la partie thermique, sur les trois phases:

Constante de temps: $\tau = 120$ min.

I_{therm} = courant nominal du transformateur et, pour la partie magnétique:

$$I_{temp} = 6 \times I_{therm}, t = 0,2 \text{ s}$$

$$I_{os} = 20 \times I_{therm}$$

La temporisation de 0,2 seconde permet de constituer une protection sélective de réserve lors d'un défaut situé du côté BT, tout en maintenant la contrainte thermique soit du câble de $3 \times 1 \times 50$ mm² alimentant le transformateur, soit du relais lui-même, dans des limites encore acceptables.

Il est bon de préciser que ces calculs de contrainte thermique sont conduits en considérant la valeur efficace de l'intensité initiale subtransitoire I'_{cc} comme invariable dans le temps, ce qui comprend en soi une certaine marge de sécurité. En effet, les amplitudes des composantes alternatives et continues décroissent selon une fonction exponentielle

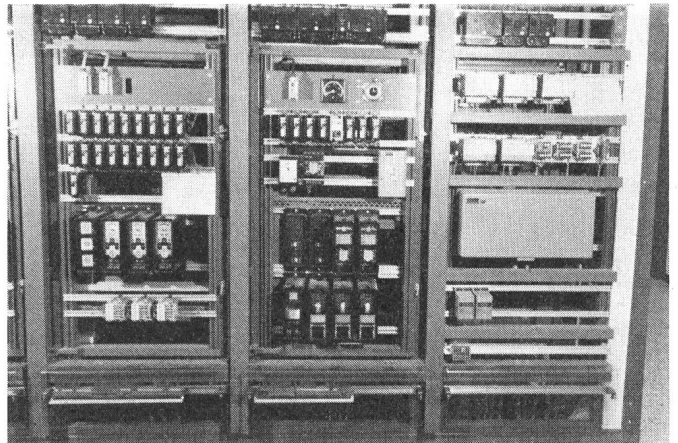


Fig. 7 Châssis d'appareillage destiné à la protection et au réglage d'un point-neutre 18 kV

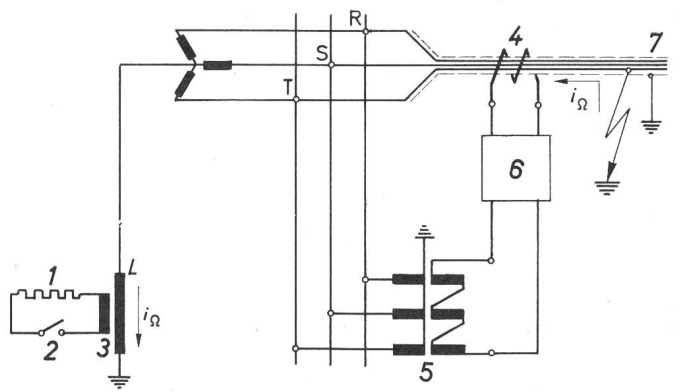


Fig. 8 Détection d'une terre sur un feeder 18 kV

- 1 Résistance
- 2 Contacteur
- 3 Enroulement secondaire
- 4 TI-tore
- 5 TP
- 6 Relais wattmétrique
- 7 Câble défectueux
- i_{ω} composante chimique injectée

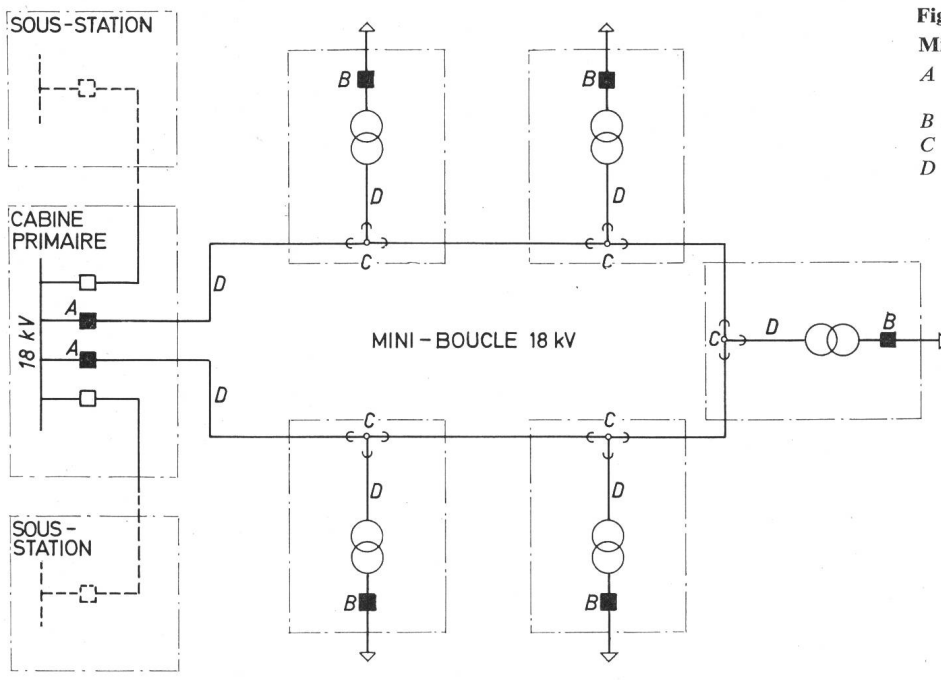
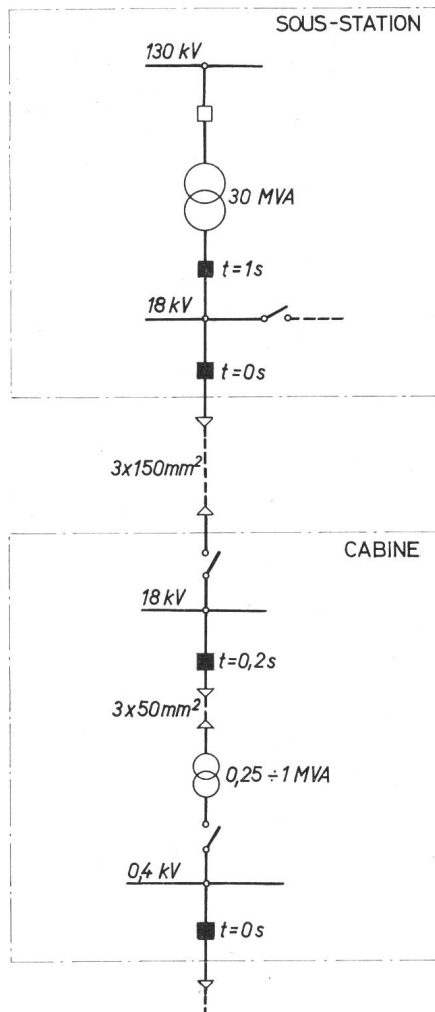


Fig. 9

Mini-boucle 18 kV

- A Relais court-circuit 1 × MU1 - 100 (HT) therm. câble 2 × MT1 - 100 (HT)
- B 3 relais protection thermique du transf. (BT)
- C Connexions débrochables
- D Câble polythène 3 × (1 × 50 mm²)



7. Restructuration

Actuellement, après l'apparition d'un défaut, sa localisation nécessite d'acheminer sur le réseau une équipe sectionnant un secteur de ligne après l'autre. Ce travail nécessite certaines précautions et prend de plus en plus de temps. Les conditions de circulation dans une grande agglomération urbaine ne vont pas en s'améliorant. Une méthode de restructuration à distance éveille actuellement un certain intérêt, dont le principe est le suivant:

A l'apparition du défaut, *tous les disjoncteurs* déclenchent instantanément.

Réenclenchement automatique du disjoncteur d'origine, puis chaque disjoncteur situé en ligne possédant un relais de tension temporisé réenclenche après l'apparition de la tension, le disjoncteur correspondant au tronçon défectueux en-

Fig. 10
Feeder 18 kV
en antenne

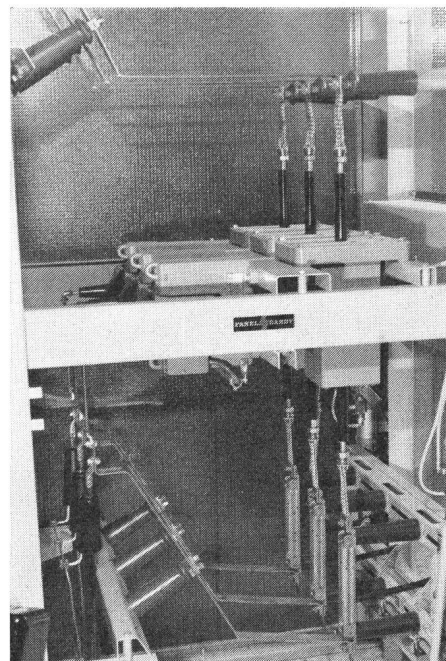


Fig. 11
Cellule de départ
d'une ligne 18 kV

inverse, où l'exposant de «e» est proportionnel à R/X. Le calcul habituel donne donc des valeurs plus élevées que la réalité. Des méthodes existent, qui tiennent compte non seulement de ce facteur mais encore du fait qu'un câble donne lieu à un échange de chaleur avec son environnement, déjà au bout d'un temps relativement court.

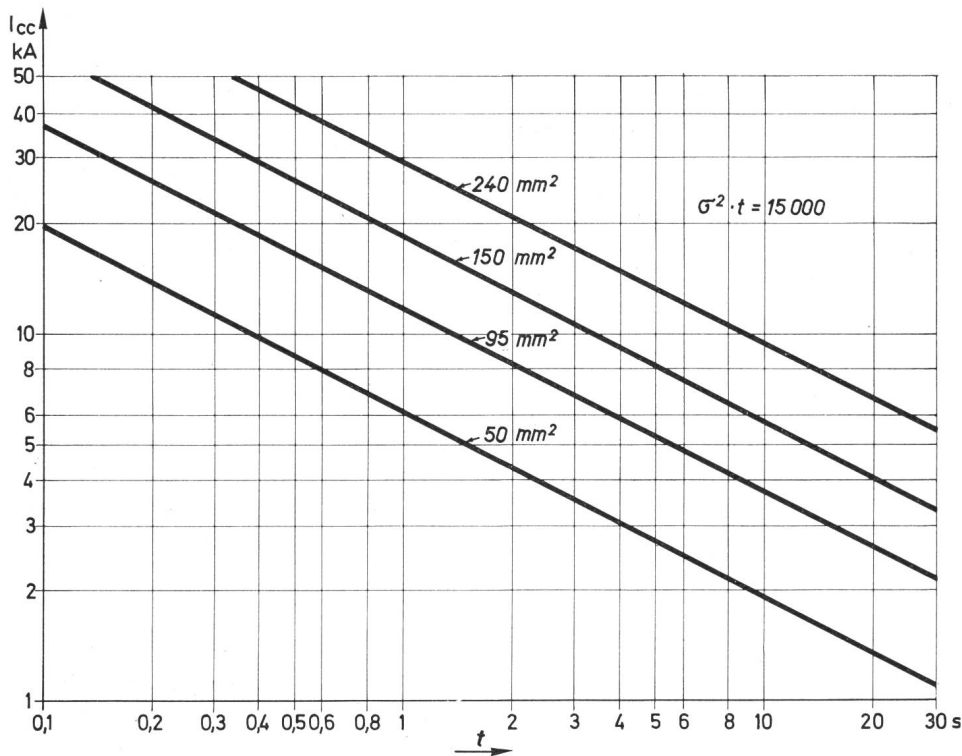


Fig. 12
Durées admissibles de court-circuit dans les câbles

I_{cc} Courant de court-circuit
 t Durée de court-circuit
 Câble Höchstädter papier-plomb ou polythène 24 kV
 Conducteur cuivre, température initiale = 50 °C
 Température maximum du conducteur = 150 °C

clenche, puis déclenche définitivement. Cette méthode est actuellement expérimentée en France et en Italie.

Le système nécessite un dispositif de réenclenchement automatique à l'origine, un temporisateur sur chaque disjoncteur de ligne, accompagné de réducteurs de tension et de courant. D'autre part, une télé-transmission est nécessaire pour localiser le dernier disjoncteur enclenché (ou le premier non enclenché).

8. Evolution et perspectives d'avenir

A la lumière des expériences faites et en fonction de la tendance vers laquelle s'orientent les constructeurs soit d'organes de coupure, soit de capteurs de mesure, soit de relais ou de systèmes de transmission d'ordres ou d'alarmes, le but que chaque exploitant cherche à atteindre se résume en quelques points essentiels:

8.1 Continuité de la fourniture, c'est-à-dire durée d'interruption minimum.

C'est par la réalisation d'automatismes locaux (voir par. 7) et par la mise en œuvre de moyens de télémesures, télésignalisations et téléactions qu'un réseau MT pourra répondre à cette exigence.

8.2 Qualité de la fourniture en tension et en fréquence, cette dernière aussi pauvre que possible en harmoniques.

C'est à l'échelon national, compte tenu de l'interconnexion des réseaux, que la surveillance de tension et de fréquence devrait être réalisée. Un programme de «délestage» ou d'«ilotage» doit être sérieusement étudié. Ce système est actuellement en voie de réalisation au niveau 130 kV des réseaux interconnectés de Suisse romande.

8.3 Contraintes normales des matériels (limitation des surintensités et des surtensions).

Une saine gestion de la distribution des charges (load flow), ainsi qu'un relayage de protection ad hoc, correctement calibré et échelonné, doit permettre d'utiliser pleinement un réseau, en mettant en œuvre toutes ses possibilités optimisées. Recherche systématique et élimination de toutes les causes de surtensions (p. ex. ferro-résonances), de plus en plus fréquentes dans nos réseaux (dus à l'introduction de selfs de limitation et d'extinction, de circuits de blocage, etc. ...).

8.4 Fiabilité et rentabilité par un choix judicieux du matériel.

Dans un réseau MT, il semble que le relais direct électromécanique, qui a fait ses preuves «viva» encore bien des années. L'avènement de l'électronique modifiera-t-il la philosophie de nos systèmes de protection?

Si la fiabilité des deux techniques est presque comparable, le coût ne l'est pas!

L'exploitation en réseau maillé, que nous serons peut-être obligés d'adopter une fois ou l'autre, impliquera une protection totalement repensée, où les temps de réaction devront être aussi courts que possible. Le relayage statique sera peut-être alors indispensable.

Adresse de l'auteur:

R. Thévenaz, chef de section aux Services Industriels de Genève, 1204 Genève.