

Chapitre B

Raccordement au réseau de distribution publique MT

B1

Sommaire

1	L'alimentation en moyenne tension	B2
	1.1 Caractéristiques de l'alimentation par réseau moyenne tension	B2
	1.2 Différents types d'alimentation MT	B3
	1.3 Quelques aspects pratiques des réseaux de distribution MT	B4
2	Réalisation d'un poste de livraison MT	B7
	2.1 Informations préalables	B7
	2.2 Etude de projet	B8
	2.3 Réalisation	B8
	2.4 Mise en service	B8
3	Protections d'un poste de livraison MT	B10
	3.1 Protection contre les chocs électriques	B10
	3.2 Protection des transformateurs et des circuits	B12
	3.3 Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement (consignation)	B19
4	Le poste de livraison à comptage BT	B22
	4.1 Généralités	B22
	4.2 Choix des équipements MT	B24
	4.3 Choix de la cellule de protection du transformateur MT/BT	B26
	4.4 Choix du transformateur MT/BT	B26
	4.5 Instructions pour l'utilisation des équipements MT	B30
5	Le poste de livraison à comptage MT	B32
	5.1 Généralités	B32
	5.2 Choix des équipements MT	B33
	5.3 Mise en parallèle de transformateurs	B37
6	Constitution des postes	B38
	6.1 Différents types de postes	B38
	6.2 Postes d'intérieur avec cellules sous enveloppes métalliques	B38
	6.3 Les postes d'extérieur	B40

Nota :

Les spécificités des normes et réglementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 L'alimentation en moyenne tension

B2

Le terme «moyenne tension» est habituellement utilisé pour désigner des réseaux de distribution de tension supérieure à 1 kV et allant généralement jusqu'à 52 kV⁽¹⁾. Pour des raisons techniques et économiques, la tension nominale des réseaux de distribution moyenne tension dépasse rarement 35 kV.

Dans ce chapitre les réseaux de tension d'utilisation inférieure ou égale à 1000 V sont désignés par réseaux basse tension (BT). Les réseaux nécessitant un transformateur d'abaissement de la tension pour alimenter des réseaux BT seront désignés par réseaux moyenne tension (MT).

En France, le terme HTA (Haute tension A) est utilisé à la place de MT (moyenne tension) pour désigner les tensions de valeur assignée $1 < U \leq 50$ kV, et le terme HTB pour désigner les tensions > 50 kV (voir tableau page A5).

On distingue ainsi :

- le réseau public de transport HTB, composé des lignes de tension en général de 63, 225, 400 kV (parfois 90 ou 150 kV) pour le transport de quantités importantes d'énergie sur de grandes distances. Depuis la libéralisation du marché de l'électricité il est géré par RTE (Réseau de Transport d'Electricité).

- les réseaux publics de distribution HTA, le plus souvent en 20 kV (encore parfois 15 kV et quelques réseaux 33 kV) qui desservent l'échelon local. Ces réseaux sont gérés par des sociétés gestionnaires de réseau de distribution (GRD) comme ERDF (Electricité Réseau Distribution France) et des régies locales.

Le raccordement d'un utilisateur au réseau HTA se fait pour des besoins de puissance supérieurs à 250 kW. Le contrat de fourniture peut être passé avec le GRD ou un fournisseur utilisant les lignes de ce dernier.

Le réseau HTA est triphasé (trois fils conducteurs ou phases).

Les principales caractéristiques de l'alimentation en MT sont :

- la tension nominale,
- le courant de court-circuit,
- le courant assigné en service,
- le schéma des liaisons à la terre.

1.1 Caractéristiques de l'alimentation par réseau moyenne tension

Les caractéristiques du réseau MT déterminent le choix de l'appareillage utilisé dans la sous-station MT ou MT/BT et dépendent des pays. Leur connaissance est indispensable pour déterminer et réaliser le raccordement.

Caractéristiques d'alimentation HTA en France

A partir du poste MT (appelé poste source HTA) la distribution d'énergie électrique se fait en général en 20 kV jusqu'à la sous-station MT (appelée poste HTA), qui peut être un poste HTA/BT du réseau public ou un poste client HTA.

Les postes clients HTA sont appelés postes de livraison à comptage BT (voir page B22) ou à comptage HTA (page B32).

La structure d'un raccordement au réseau HTA dépend :

- des caractéristiques des réseaux aériens ou souterrains voisins,
- du degré de continuité de service recherché par l'utilisateur qui peut demander une deuxième alimentation sur un réseau adjacent ou même sur un poste source voisin.

Tension nominale (cf. Fig. B1)

Le niveau d'isolement de l'appareillage HTA est choisi en fonction de la tension nominale du réseau d'alimentation.

tension nominale du réseau d'alimentation (kV)	$U \leq 6,6$	$6,6 < U \leq 22$	$22 < U \leq 33$
tension la plus élevée assignée pour le matériel HTA (kV)	7,2	24	36

Fig. B1 : Tension assignée en fonction de la tension nominale du réseau d'alimentation (NF C13-100 tableau 31A)

Courant de court-circuit (cf. Fig. B2)

Il est différent selon la tension du réseau d'alimentation. L'appareillage HTA doit le supporter pendant 1 seconde.

En 20 kV la tenue de court-circuit requise est 12,5 kA - 1s.

(1) D'après la définition de la CEI, les frontières entre moyenne et haute tension sont imprécises, dépendent de circonstances locales et historiques et généralement se situent entre 30 kV et 100 kV (Note de la CEI 601-01-28).

1 L'alimentation en moyenne tension

B3

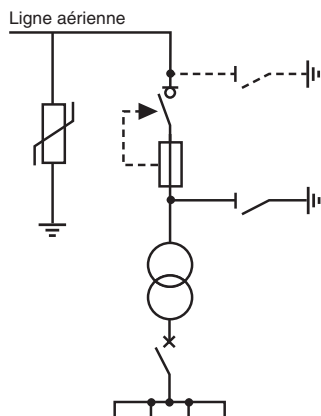


Fig. B3 : Schéma en simple dérivation (une alimentation)

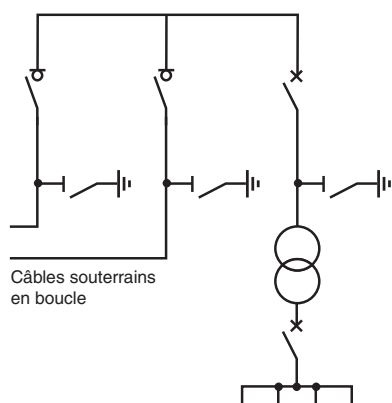


Fig. B4 : Schéma en coupure d'artère (deux alimentations). La protection du transformateur est assurée, selon les normes en vigueur, par disjoncteur ou interrupteur-fusible comme en figure B3

(1) Une boucle moyenne tension est une distribution en câbles souterrains réalisée depuis deux départs de poste MT. Ces deux départs constituent les extrémités de la boucle, et sont protégés chacun par un disjoncteur MT.

En général la boucle est ouverte, c'est-à-dire divisée en deux parties (demi boucles) chacune alimentée par un départ. Pour cela les deux interrupteurs d'arrivées des postes de la boucle sont fermés, laissant circuler le courant de boucle, sauf pour un poste pour lequel un des interrupteurs est normalement ouvert, déterminant le point d'ouverture de la boucle.

Un défaut sur une demi-boucle fait déclencher la protection du départ correspondant mettant hors tension tous les postes de cette demi-boucle. Après localisation du défaut du tronçon concerné, délimité par deux postes adjacents, il est possible de réalimenter ces postes par l'autre départ.

Pour cela il faut reconfigurer la boucle en manœuvrant les interrupteurs-sectionneurs de façon à déplacer le point d'ouverture au poste immédiatement en aval du défaut et ouvrir l'interrupteur du poste immédiatement en amont de celui-ci sur la boucle. Ceci permet d'isoler le tronçon en défaut et de rétablir l'alimentation de la boucle complète, ou d'une bonne partie de cette dernière si les interrupteurs manœuvrés ne sont pas dans des postes encadrant le seul tronçon en défaut.

Ces procédures peuvent être automatisées par des systèmes de localisation de défaut et de reconfiguration de boucle grâce à des interrupteurs télécommandés.

Tension nominale du réseau d'alimentation (kV)	Intensité du courant de court-circuit (kA eff.)
< 6,6	12,5 ou 25
10	12,5 ou 14,5
15	12,5
20	12,5
30	8

Fig. B2 : Intensité de court-circuit maximale des réseaux HTA gérés par ERDF en fonction de la tension nominale (NF C13-100 tableau 31B)

Courant assigné en service

- Appareillage : le courant assigné en service de l'appareillage de chaque cellule est déterminé en fonction du schéma d'alimentation du poste.
- Cellule : pour les cellules d'arrivée des postes en coupure d'artère ou en double dérivation, les valeurs préférentielles du courant assigné sont 400 A et 630 A, usuellement 400 A en 20 kV.

Schéma des liaisons à la terre

Pour l'installation MT le schéma des liaisons à la terre (ou régime de neutre) est celui du distributeur d'énergie. Pour la partie BT de l'installation la norme NF C 15-100 précise 6 schémas possibles TNR, TTS, TTN, ITR, ITN, ITS (voir chapitre F)

Selon le schéma de liaison à la terre de l'installation BT existant et le mode d'interconnexion des masses du poste à la prise de terre du neutre, la norme NF C 13-100 définit des valeurs maximales pour cette prise de terre (voir page B13).

1.2 Différents types d'alimentation MT

En fonction de la structure du réseau moyenne tension, les schémas d'alimentation peuvent être des types suivants.

Raccordement sur un réseau radial MT : simple dérivation

Le poste est alimenté par une dérivation du réseau radial (aérien ou câble), aussi appelé réseau en antenne, de distribution moyenne tension. Ce type de réseau permet une alimentation unique pour les récepteurs (cf. Fig. B3).

Le poste comporte, en règle générale, une cellule arrivée et protection générale par interrupteur-sectionneur et fusibles avec des sectionneurs de mise à la terre, comme indiqué en Figure B3.

Dans certains pays un transformateur monté sur poteau, sans interrupteur-sectionneur ou fusibles (installés sur le poteau), constitue le «poste». Ce type de distribution est très courant dans les zones rurales. Les dispositifs de protection et de manœuvre sont éloignés du transformateur et commandent généralement une ligne aérienne principale sur laquelle sont connectées des lignes aériennes secondaires.

En France, le poste haut de poteau (page B41) ne comporte pas d'appareillage à moyenne tension. Le transformateur du poste est le plus souvent auto-protégé ; sa puissance est limitée à 160 kVA.

Raccordement sur une boucle MT : coupure d'artère

L'alimentation du poste est insérée en série sur la ligne du réseau de distribution moyenne tension en boucle⁽¹⁾, et permet le passage du courant de la ligne via un jeu de barres. Ce type de raccordement permet deux alimentations possibles pour les récepteurs (cf. Fig. B4).

Le poste comporte trois cellules moyenne tension ou une unité intégrée type «Ring Main Unit» réalisant les fonctions suivantes :

- 2 arrivées avec interrupteur-sectionneur, insérées sur la boucle et connectées à un jeu de barres
- 1 départ transformateur, raccordé au jeu de barres, comportant une protection générale par interrupteur-fusibles, par combiné interrupteur-fusibles ou par disjoncteur.

Tous ces appareillages sont équipés de sectionneurs de mise à la terre.

Tous les interrupteurs et les sectionneurs de mise à la terre ont un pouvoir assigné de fermeture permettant leur fermeture sur le courant de court-circuit du réseau.

Ce schéma permet à l'utilisateur de bénéficier d'une alimentation fiable à partir de deux départs MT, ce qui limite les temps d'interruption en cas de défaut ou de travaux sur le réseau du distributeur⁽¹⁾.

Les domaines d'utilisation de ce schéma sont les réseaux souterrains de distribution publique MT, en zone urbaine.

B4

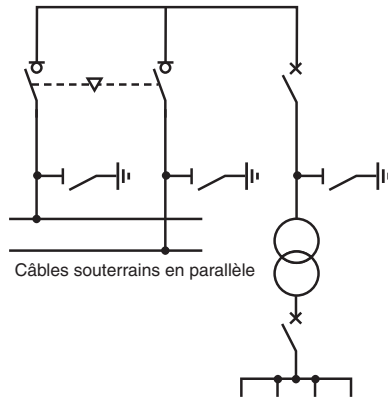


Fig. B5 : Schéma en double dérivation (deux alimentations).
La protection du transformateur est assurée selon les normes locales par disjoncteur ou interrupteur-fusible comme en figure B3

Raccordement sur deux câbles MT en parallèle : double dérivation

Lorsqu'il est possible de disposer de deux câbles souterrains en parallèle pour alimenter un poste, on utilise un tableau MT similaire à celui du poste en coupure d'artère (cf. Fig. B5).

La principale différence avec le poste en coupure d'artère est que les deux interrupteurs-sectionneurs sont interverrouillés de façon à ce qu'un seul d'entre eux puisse être fermé à la fois, sa fermeture interdisant celle de l'autre interrupteur. En cas de perte de l'alimentation, l'interrupteur d'arrivée correspondant doit être ouvert et l'interverrouillage doit permettre de fermer l'interrupteur qui était ouvert. Cette séquence peut être réalisée de façon manuelle ou automatique.

Les domaines d'utilisation de ce schéma sont les réseaux de certaines villes à forte densité ou en extension alimentés par câbles souterrains.

En France ce type d'alimentation, avec automatisme de permutation est utilisé, voire exigé, pour certaines installations à activité critique comportant une nécessité de double alimentation (ex : hôpitaux).

1.3 Quelques aspects pratiques des réseaux de distribution MT

Réseaux aériens

Sous l'action du vent, du gel..., les conducteurs peuvent entrer en contact et entraîner un court-circuit momentané (non permanent).

La fissuration d'isolateurs en céramiques ou en verre par des débris portés par des vents ou des tirs sans précaution d'armes, ou encore des surfaces d'isolateurs avec de forts dépôts de pollution, peuvent entraîner un court-circuit à la terre.

Beaucoup de ces défauts sont auto-extincteurs. Par exemple, en environnement sec, des isolateurs cassés peuvent demeurer en service sans être détectés, mais ils provoqueront vraisemblablement un amorçage à la terre (ex : par un support métallique) lors d'une pluie violente. En outre, des surfaces d'isolateur recouvertes par de forts dépôts de pollution provoquent généralement un amorçage à la terre dans des conditions humides.

Le passage du courant de défaut se traduit alors presque systématiquement par un arc électrique, dont la chaleur intense sèche le chemin du courant et, dans une certaine mesure, rétablit ses propriétés d'isolement. Dans le même temps les dispositifs de protection ont généralement fonctionné pour éliminer le défaut, par fusion de fusibles ou déclenchement de disjoncteur.

L'expérience montre que, dans la grande majorité des cas, le remplacement des fusibles ou la refermeture du disjoncteur restaure l'alimentation.

Pour cette raison, il est possible d'améliorer considérablement la continuité de service des réseaux aériens en utilisant des disjoncteurs équipés d'automatismes de ré-enclenchement sur les départs concernés.

Ces automatismes permettent un certain nombre de manœuvres de refermeture si un premier essai ne réussit pas, avec des temporisations réglables entre essais successifs (de façon à permettre la dé-ionisation de l'air au niveau du défaut) avant que la fermeture finale du disjoncteur n'intervienne après tous (en général trois) les essais infructueux.

D'autres améliorations de la continuité de service sont aussi possibles par l'utilisation d'interrupteurs télécommandés sur des tronçons de réseaux et par des interrupteurs-sectionneurs d'isolement de sections fonctionnant en coordination avec un disjoncteur réenclencheur.

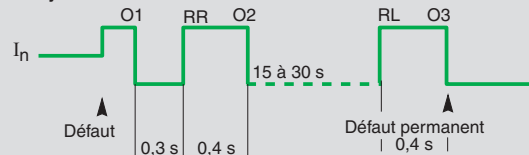
1 L'alimentation en moyenne tension

B5

Sur les réseaux HTA français le disjoncteur de chaque départ de poste source est équipé d'un automatisme de ré-enclenchement qui assure des cycles d'ouverture-fermeture (cf. **Fig. B6**).

La continuité de service est encore améliorée par des interrupteurs télécommandés (IAT) et des automatismes en réseau (IACT : interrupteur aérien à coupure dans le creux de tension).

1- Cycle 1SR + 1 RL



2 - Cycle 2SR

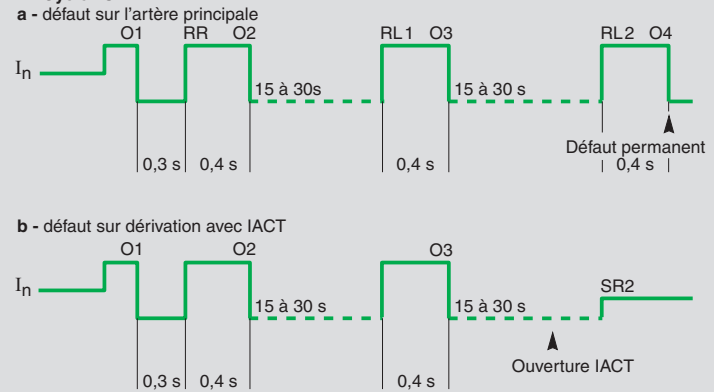


Fig. B6 : Exemple de cycles de réenclenchements automatiques du disjoncteur d'un poste source HTA

Réseaux souterrains

Les défauts sur les câbles des réseaux souterrains peuvent parfois provenir d'un mauvais confectionnement de boîte à câbles, ou d'une mauvaise pose des câbles. Mais ils résultent le plus souvent de dommages occasionnés par des outils tels que pioches, marteaux-piqueurs ou par des engins de terrassements utilisés par d'autres services publics.

Les défauts d'isolement se produisent parfois dans des boîtes de raccordement du fait de surtension, en particulier aux endroits où un réseau MT est raccordé à un réseau de câbles souterrains. Dans ce cas, la surtension est en général d'origine atmosphérique, et les effets de réflexion d'ondes électromagnétiques au niveau de la boîte de jonction (où l'impédance du circuit change brutalement) peuvent amener des contraintes sollicitant l'isolement sur la boîte à câbles jusqu'à créer un défaut. Des dispositifs de protections contre les surtensions tels que des parafoudres sont fréquemment installés à ces emplacements.

Les défauts sur les réseaux souterrains de câbles sont moins fréquents que ceux des réseaux aériens, mais ce sont toujours des défauts permanents qui nécessitent plus de temps de localisation et de réparation.

Lorsqu'un défaut se produit sur un câble de boucle MT, l'alimentation peut être rapidement rétablie à tous les utilisateurs dès que le tronçon de câble comportant le défaut a été localisé.

Toutefois, si le défaut se produit sur un départ d'alimentation radiale, le délai de localisation du défaut et de réparation peut représenter plusieurs heures et il affectera tous les utilisateurs, raccordés en simple dérivation, en aval du défaut. Dans tous les cas, si la continuité de service est essentielle sur toute ou partie d'une installation concernée, une source de secours doit être prévue.

1 L'alimentation en moyenne tension

B6

La téléconduite centralisée, basée sur des systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) et les développements récents des technologies de communication numériques, est de plus en plus utilisée dans les pays où la complexité des réseaux fortement interconnectés justifie l'investissement.

Téléconduite des réseaux MT

La téléconduite des départs MT permet de réduire les coupures en cas de défaut câble en permettant une reconfiguration de boucle rapide et efficace. Elle est réalisée par des interrupteurs équipés d'une commande électrique mis en œuvre dans un certain nombre de sous-stations de la boucle associés à des unités de télécommandes adaptées. Tous les postes ainsi équipés peuvent être réalimentés par des manœuvres télécommandées alors que les autres nécessiteront des manœuvres manuelles complémentaires.

Valeurs des courants de défauts à la terre de l'alimentation MT

Les valeurs des courants de défaut à la terre des réseaux de distribution dépendent du système de liaison à la terre (ou encore régime de neutre) du poste MT. Elles doivent être limitées pour réduire leur effet sur le réseau et les phénomènes possibles de montée en potentiel des masses des postes utilisateurs par couplage des prises de terre (réseaux aériens), voire d'amorçage avec les circuits BT du poste pouvant propager un potentiel dangereux dans l'installation basse tension. Dans les réseaux aéro-souterrains, une valeur élevée de la capacité à la terre des câbles peut augmenter la valeur du courant de défaut et nécessiter de compenser ce phénomène. L'impédance de mise à la terre comporte alors une réactance (résistance en parallèle avec une inductance) accordée sur la capacité de fuite du réseau : c'est le régime de neutre compensé. L'impédance de compensation permet à la fois :

- de maîtriser la valeur du courant de défaut à la terre quelle que soit la proportion de câbles présents sur le réseau,
- d'éliminer naturellement une grande partie des défauts monophasés fugitifs et semi-permanents en provoquant leur auto-extinction, évitant un grand nombre de coupures brèves.

En France selon les réseaux de distribution HTA, les valeurs des courants de défaut à la terre tiennent compte du régime de neutre et des courants capacitifs avec les limites suivantes :

- Réseaux à neutre compensé⁽¹⁾ :
 - 40 A pour réseaux aéro-souterrains à forte majorité aérienne (poste ruraux). Ces postes sont mis à la terre par réactance de compensation variable, comportant une impédance de compensation variable (ICV) et un système automatique d'accord (SAA).
 - 150 A pour les réseaux aéro-souterrains à forte majorité souterraine (poste péri-urbains essentiellement). Ces postes sont mis à la terre par réactance de compensation fixe.
- Réseaux à neutre faiblement impédant⁽²⁾ :
 - 300 A pour les réseaux aériens ou aéro-souterrains dont le neutre est mis à la terre par réactance faible (neutre faiblement impédant),
 - 1000 A dans les réseaux souterrains.

(1) : les valeurs limites indiquées correspondent au module de la somme vectorielle du courant résistif de défaut et du courant capacitif de désaccord (compensation imparfaite).

(2) : les valeurs limites indiquées correspondent au courant traversant l'impédance de mise à la terre ; les courants capacitifs se rajoutent vectoriellement à ce courant.

2 Réalisation d'un poste de livraison MT

B7

Les grands consommateurs d'énergie électrique sont toujours alimentés en MT. Dans les réseaux triphasés 120/208 V, une charge de 50 kVA peut être considérée comme «importante», alors qu'un «grand» consommateur pourra avoir une charge dépassant 100 kVA sur un réseau triphasé 240/415 V. Ces deux types de réseau de distribution sont largement utilisés dans le monde.

La CEI recommande au niveau mondial une normalisation à 230/400 V des réseaux triphasés 3 ou 4 fils. Ce niveau intermédiaire constitue un compromis intéressant car il permet aux réseaux existants 220/380 V et 240/415 V (ou de valeurs de tension proche) d'être conformes à la normalisation proposée par simple ajustement des prises de réglages des transformateurs de distribution standards.

La distance sur laquelle l'énergie doit être transportée est un facteur supplémentaire à considérer pour le choix d'une distribution en MT ou en BT. Les réseaux en zone rurale, qui distribuent une puissance faible à de nombreux utilisateurs dispersés, constituent des exemples évidents.

La décision de distribuer l'énergie électrique en moyenne ou en basse tension, qui dépend des considérations précédentes, est imposée par le distributeur d'énergie de la région concernée.

La décision de distribuer l'énergie en moyenne tension étant prise, il y a généralement deux manières de procéder :

1) Le distributeur construit un poste standard proche des locaux de l'abonné mais le transformateur⁽¹⁾ MT/BT est installé dans une cellule⁽¹⁾ à l'intérieur des locaux, au plus près des charges à alimenter.

2) L'abonné construit et équipe dans ses propre locaux un poste (ou utilise un poste préfabriqué) dont il est le propriétaire et que le distributeur raccorde au réseau MT. Dans la 1^{ère} solution le distributeur est le propriétaire :

- du poste,
- des câbles entre le raccordement au réseau et le(s) transformateur(s),
- du (des) transformateur(s),
- de la (des) cellule(s) transformateur, en disposant d'un libre accès.

La cellule transformateur est construite par l'abonné (suivant les prescriptions et réglementations fournies par le distributeur) et comprend des chemins de câbles, des bacs de rétention d'huile (si nécessaire), des plafonds et des murs anti-feu, une ventilation, de l'éclairage et des dispositifs de mise à la terre. Le choix des matériels et de leur emplacement doit être approuvé par le distributeur d'énergie.

La structure tarifaire prend en compte une partie (négociée) des dépenses de réalisation du poste de livraison.

Quelle que soit la solution choisie, le même principe de conception et de réalisation du projet s'applique. Les prescriptions décrites au paragraphe 2.1 ne concernent que la 2^{ème} solution.

L'utilisateur doit fournir certains renseignements au distributeur d'énergie au début du projet.

2.1 Informations préalables

Avant d'entreprendre le projet ou d'engager le dialogue avec le distributeur d'énergie, il faut rassembler les éléments suivants :

Puissance maximale prévue

Elle est déterminée de la manière décrite au chapitre A sans oublier l'éventualité d'extensions ultérieures ; les facteurs à prendre en compte à ce niveau sont :

- le coefficient d'utilisation,
- le facteur de simultanéité.

Plan de masse de l'installation précisant son emplacement

Les plans devront indiquer clairement les moyens d'accès du poste avec les dimensions de possibles zones réservées comme les couloirs d'accès et la hauteur sous plafond ainsi que les éventuelles limites de charge (poids) etc. en gardant à l'esprit que :

- le personnel du distributeur doit avoir un accès direct permanent aux équipements MT du poste,
- seul le personnel qualifié et agréé peut avoir accès à l'installation,
- certains distributeurs ou certaines normes locales peuvent exiger que la partie de l'installation exploitée par le distributeur soit située dans une partie de local séparée de celle exploitée par l'utilisateur.

Continuité d'alimentation souhaitée

L'abonné estimera les conséquences d'une coupure en fonction de sa durée :

- pertes de production et d'exploitation,
- sécurité des biens et des personnes.

(1) Il peut y avoir plusieurs transformateurs et plusieurs cellules.

Le distributeur d'énergie doit fournir certains renseignements à l'utilisateur.

Le distributeur d'énergie doit donner son accord sur les éléments constitutifs du poste et les méthodes d'installation proposées.

Après essais et contrôle de l'installation par un organisme agréé, la délivrance d'un certificat permet la mise sous tension du poste.

2.2 Etude de projet

A partir des renseignements précédents, le distributeur indique :

Le type d'alimentation proposé et ses caractéristiques

- Nature du réseau : aérien ou souterrain.
- Type de raccordement au réseau : simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation.
- Limite de puissance (kVA) et le courant de court-circuit.
- Régime de neutre du réseau MT.

La tension nominale et le niveau d'isolement assigné

Valeurs actuelles ou futures retenues, compte tenu des évolutions du réseau du distributeur.

Le type de comptage

Le type de comptage directement en MT ou en BT en aval de transformateurs définit :

- les frais de raccordement au réseau,
- la tarification (consommation et abonnement).

En France le type de comptage définit, en fonction des normes NF C13-100, NF C13-200 et NF C 15-100, la limite d'accès au personnel du distributeur, ainsi que la fourniture des divers équipements par le distributeur ou l'utilisateur et leur propriété.

2.3 Réalisation

Avant toute réalisation, l'accord officiel du distributeur d'énergie est nécessaire. La demande d'approbation doit être accompagnée des renseignements suivants, résultant pour une bonne part des échanges indiqués précédemment :

- localisation du poste,
- schéma unifilaire des circuits de puissance et des connexions, ainsi que des circuits de terre,
- nomenclature complète des matériels électriques et leurs caractéristiques,
- plan du poste avec positionnement du matériel et les emplacements réservés au comptage,
- dispositions éventuelles prévues pour réduire l'énergie réactive consommée,
- dispositions prévues pour le comptage et type de tarif,
- éventuellement, dispositions relatives aux sources de remplacement MT ou BT si elles sont requises.

2.4 Mise en service

En France, après le contrôle par un organisme agréé, c'est le «Consuel» qui délivre le certificat permettant la mise en service.

Si le distributeur d'énergie ou la réglementation l'exigent, des essais et des vérifications doivent être réalisés de manière satisfaisante à la mise en service pour que le distributeur effectue le raccordement de l'installation à son réseau de distribution.

Même si aucun essai n'est exigé par le distributeur, il est recommandé de prévoir les vérifications et essais suivants :

- mesure de la résistance des prises de terre
- continuité électrique des circuits de terre et des conducteurs de protection
- contrôle et essais fonctionnels de tous les équipements MT
- contrôle de l'isolement des équipements MT
- niveau et rigidité diélectrique de l'huile assurant l'isolement des transformateurs (et des appareillages à isolement huile le cas échéant) si applicable
- contrôle de l'équipement BT du poste
- contrôle de tous les verrouillages (mécaniques ou électriques), et des séquences d'automatismes

Il est également impératif de vérifier que le poste est équipé de telle façon que toute manœuvre d'exploitation correctement exécutée puisse se faire en toute sécurité. A la réception du certificat de conformité (si requis) :

- le distributeur met en service l'alimentation MT et vérifie le bon fonctionnement du comptage
- l'installateur est responsable des essais et des raccordements pour la mise en service de la distribution BT.

2 Réalisation d'un poste de livraison MT

B9

Lorsque le poste est en service :

- le poste et les équipements sont la propriété de l'utilisateur raccordé au réseau,
- le distributeur d'énergie a la possibilité de manœuvrer tous les appareillages MT de raccordement du poste sur la boucle (cellules ou Ring Main Unit) :
- les deux interrupteurs-sectionneurs d'arrivée,
- l'interrupteur-sectionneur (ou le disjoncteur) de protection du transformateur,
- tous les sectionneurs de terre MT associés.
- le distributeur d'énergie a un accès libre aux équipements MT,
- l'utilisateur a une autonomie de contrôle seulement sur l'interrupteur (ou le disjoncteur) MT du transformateur,
- l'utilisateur est responsable de la maintenance de tous les équipements du poste :
- l'utilisateur doit demander au distributeur d'énergie de procéder au sectionnement et à la mise à la terre les appareillages du poste avant d'exécuter les travaux de maintenance,

□ en France, le distributeur doit délivrer :

- une autorisation au personnel de maintenance de l'utilisateur,
- les clefs de verrouillage des interrupteurs et sectionneurs de terre afin de ne permettre l'accès aux équipements que lorsqu'ils sont isolés et à la terre.

3 Protections d'un poste de livraison MT

B10

La protection contre les risques d'origine électrique dans l'industrie couvre de nombreux aspects : sécurité des personnes, protection contre le risque de destruction des biens, des équipements, etc.

Ces différents aspects peuvent être classés globalement selon les objectifs suivants :

- la protection des personnes et des animaux contre les risques d'électrocution, d'incendie, d'explosion, d'émanation gazeuse toxique, etc.
- la protection des bâtiments, des équipements et des appareillages électriques contre les contraintes thermiques et électrodynamiques liées aux courants de défauts (court-circuit), aux surtensions d'origine atmosphérique (foudre) et à l'instabilité du réseau d'alimentation (perte de synchronisme), etc.
- la protection des personnes et des biens contre le danger d'une manœuvre incorrecte de l'appareillage d'alimentation en énergie au moyen d'un interverrouillage coordonné mécanique et électrique de ces appareillages. Tous les types d'appareillage d'un poste, y compris les commutateurs des prises de réglage des transformateurs, doivent être manœuvrés dans une séquence parfaitement déterminée car l'ordre dans lequel doivent s'effectuer les manœuvres de fermeture et d'ouverture des appareillages est très important pour garantir la sécurité. Des interverrouillages de sécurité, mécaniques par clefs et/ou électriques sont fréquemment utilisés pour garantir le respect strict de la séquence des manœuvres. La description technique détaillée des nombreuses dispositions de protection utilisables dans les installations électriques dépasse le cadre de ce document. Ce guide constitue cependant une aide en mettant en exergue des principes généraux, à discuter et adapter selon les cas.

Les dispositifs de protection mentionnés sont généralement utilisés dans de multiples applications, mais dans ce guide, ils sont définis pour les applications d'usage courant dans les réseaux de distribution MT et BT.

En France La norme NF C 13-100, édition 2001, partie 4, impose plusieurs mesures de protection :

- protections contre les chocs électriques (partie 4-1) : contacts directs et indirects,
- protections contre les effets thermiques et autres effets nocifs (partie 4-2) : risques d'incendie et de brûlure,
- protections électriques contre les surintensités et les défauts à la terre (partie 4-3),
- protections contre les surtensions (partie 4-4),
- protections à minimum de tension (partie 4-5),
- verrouillages et asservissements (partie 4-6).

La protection contre les chocs électriques et contre les surtensions est principalement liée à la réalisation de bonnes prises de terre (faible résistance) et à l'équipotentialité des masses (interconnexion et raccordement au collecteur de terre).

3.1 Protection contre les chocs électriques

La protection contre les chocs électriques revêt essentiellement 2 aspects :

- la protection contre les contacts avec tout conducteur actif, c'est-à-dire sous tension compte tenu des conditions normales de mise à la terre. Ce type de contact est qualifié de «contact direct»
- la protection contre les contacts avec toute masse ou partie conductrice d'un équipement qui n'est normalement pas sous tension, mais qui est devenue active par suite d'un défaut d'isolement de l'équipement. Ce type de contact est qualifié de «contact indirect»

Il faut noter qu'un troisième type de risque de choc électrique peut exister à proximité de la prise de terre d'un réseau MT ou BT (ou de la prise commune aux deux) lorsqu'elle véhicule un courant de défaut. Ce risque est lié à la différence de potentiel créée à la surface du sol et est dénommé risque de «tension de pas». Le courant électrique entre dans le corps par un pied et ressort par l'autre pied. Cela est particulièrement dangereux pour les animaux à quatre pattes.

Une variante de ce risque, connue sous le nom de risque de «tension de contact», peut se produire quand une pièce métallique est située dans la zone où la différence de potentiel existe.

Le fait de toucher cette pièce métallique peut entraîner une circulation de courant entre la main et les deux pieds. Les animaux ayant une grande distance entre les pattes avant et les pattes arrière sont particulièrement sensibles au risque de tension de pas.

Les différences de potentiel de ce type n'existent normalement pas dans les installations électriques des bâtiments, dans la mesure où toutes les masses des équipements et tous les éléments conducteurs «étrangers» (c'est-à-dire qui ne font pas partie d'un équipement ou de l'installation électrique comme, par exemple, les structure métalliques du bâtiment) sont correctement interconnectés par des conducteurs d'équipotentialité et raccordés au conducteur de protection (PE).

3 Protections d'un poste de livraison MT

B11

Protection contre les contacts directs (protection de base)

Les principales façons d'assurer la protection contre les risques de contact direct sont :

- la mise dans des enveloppes en matériau isolant ou métalliques mises à la terre de toutes les parties actives,
- la mise hors de portée (derrière des barrières isolantes ou au sommet des poteaux).

Si les parties actives isolées sont montées dans une carcasse métallique, comme, par exemple, les transformateurs, les moteurs électriques et beaucoup d'appareils domestiques, l'enveloppe métallique est raccordée à la terre par un conducteur de protection (PE).

Pour les appareillages MT, la norme CEI 62271-200 (Appareillage à haute tension – Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV) spécifie un degré de protection (code IP) minimum IP2X qui garantit la protection contre les contacts directs. De plus, l'enveloppe métallique doit avoir une continuité électrique testée, et l'intérieur et l'extérieur de l'enveloppe doivent être clairement identifiés. La mise à la terre efficace de l'enveloppe contribue aussi à la protection électrique des opérateurs dans les conditions normales de fonctionnement.

Pour les appareils mobiles BT, la mise à la terre est réalisée par la troisième broche des prises de courant.

Une rupture totale ou même partielle de l'isolement d'une partie active peut amener l'enveloppe métallique à une tension dangereuse (qui dépend du rapport entre la résistance de fuite à travers l'isolant et la résistance de l'enveloppe métallique à la terre).

En France la norme NF C 13-100 § 412 impose la protection contre les contacts directs par la mise hors de portée des personnes des parties sous tension, par éloignement ou au moyen d'obstacles.

La mise hors de portée par éloignement ne peut être utilisée que dans les postes de type ouvert (c'est-à-dire permettant de voir le matériel de l'extérieur) pour lesquels toutes les parties sous tension non incluses dans une cellule doivent être à une hauteur minimale de 2,60 m au dessus du sol ou plancher.

Pour les postes d'intérieurs équipés d'appareillage sous enveloppe métallique (cellules HTA) les enveloppes et les cloisons entre compartiments doivent présenter les degrés de protection IP 30 et IK 07.

Les câbles doivent être isolés, les bornes BT du transformateur et les plages amont du disjoncteur doivent être capotées.

Protection contre les contacts indirects résultant des défauts d'isolement

Le contact d'une personne touchant l'enveloppe métallique d'un appareil présentant un défaut d'isolement comme décrit ci-dessus est appelé «contact indirect».

Un contact indirect est caractérisé par la circulation du courant de défaut vers la terre, à travers le conducteur de protection (PE), en parallèle avec le courant circulant dans le corps de la personne.

Cas d'un défaut sur un réseau BT

De nombreux tests ont montré que, tant que la différence de potentiel entre l'enveloppe métallique et la terre ou entre deux parties conductrices simultanément accessibles reste inférieure à 50 V, aucun risque électrique n'est à craindre.

Risque de contact indirect dans le cas d'un défaut sur un réseau MT

Si la rupture de l'isolement se produit dans un appareil entre un conducteur MT et l'enveloppe métallique, il n'est généralement pas possible de limiter l'élévation de tension de l'enveloppe à 50 V ou moins, simplement en réduisant la valeur de la résistance de terre. La seule solution dans ce cas est de réaliser l'équipotentialité des masses du poste.

En France, conformément à la norme NF C 13-100 § 413.2 la tension de contact à ne pas dépasser en cas de défaut d'isolement est de 50 V (valeur efficace) en tout point de l'installation du poste.

A cette fin, des liaisons équipotentielles doivent relier toutes les masses et tous les éléments conducteurs simultanément accessibles. Ces liaisons doivent être telles que la résistance R entre deux éléments quelconques simultanément accessibles ne soit pas supérieure à :

$$R \leq 50 / I_E$$

I_E étant le courant maximal de défaut à la terre de l'installation.

Résistance des prises de terre

Les défauts d'isolement sur le matériel MT du poste (internes) ou dus aux surtensions atmosphériques (externes) peuvent engendrer des courants à la terre dangereux pour les personnes et le matériel.

Des mesures préventives consistent essentiellement en :

- l'interconnexion de toutes les masses du poste et leur raccordement au collecteur de terre
- la recherche d'une résistance de terre aussi faible que possible.

Schéma des liaisons à la terre et résistances des prises de terre en France

Les schémas des liaisons à la terre sont définis en fonction de l'installation aval du poste de livraison, la norme NF C 15-100 précisant 6 schémas possibles TNR, TTS, TTN, ITR, ITN, ITS pour les installations BT (voir chapitre F)

Selon le schéma de liaison à la terre BT retenu et le mode d'interconnexion des masses du poste à la prise de terre du neutre, la norme NF C 13-100 définit des valeurs maximales de prise de terre.

- Lorsque les masses du poste sont reliées à la prise de terre des masses de l'installation et à la prise de terre du neutre (Schémas TNR et ITR), l'interconnexion des masses et des prises de terre assure la protection dans la zone intéressée par cette interconnexion.
- Pour les autres schémas (TTN, TTS, ITN et ITS) la protection dans l'installation BT alimentée dépend de la valeur de la résistance de la prise de terre des masses du poste.
- Le tableau B7 indique les valeurs maximales de prise de terre permettant de satisfaire à la fois aux conditions de protection contre les contacts indirects (NF C 15-100 § 413) et aux conditions de protection contre les surtensions provenant du réseau d'alimentation HTA (aérien ou souterrain), pour des réseaux BT 230/400 V.

3.2 Protection des transformateurs et des circuits

Généralités

Les circuits et matériels d'un poste doivent être protégés de façon à éviter ou limiter les conséquences résultant de courants ou tensions anormales.

Tous les équipements normalement utilisés dans les installations électriques de distribution MT ont des caractéristiques de tenue de courte durée pour les surintensités. L'objectif du plan de protection est de garantir que ces limites ne soient jamais dépassées. En général, cela signifie que :

- les situations de défaut doivent être éliminées aussi rapidement que possible sans négliger la coordination entre les dispositifs de protection placés en amont et en aval de l'équipement à protéger,
- si un défaut apparaît sur le réseau, généralement plusieurs dispositifs de protection le détectent en même temps mais seulement un seul doit agir.

Ces dispositifs peuvent être :

- des fusibles qui éliminent directement le circuit en défaut ou associés à un dispositif mécanique à percuteur qui ouvre l'interrupteur triphasé associé,
- des relais qui agissent indirectement sur les bobines des disjoncteurs.

Les dispositifs de protection doivent, selon les normes NF C 13-100 et NF C 15-100, assurer :

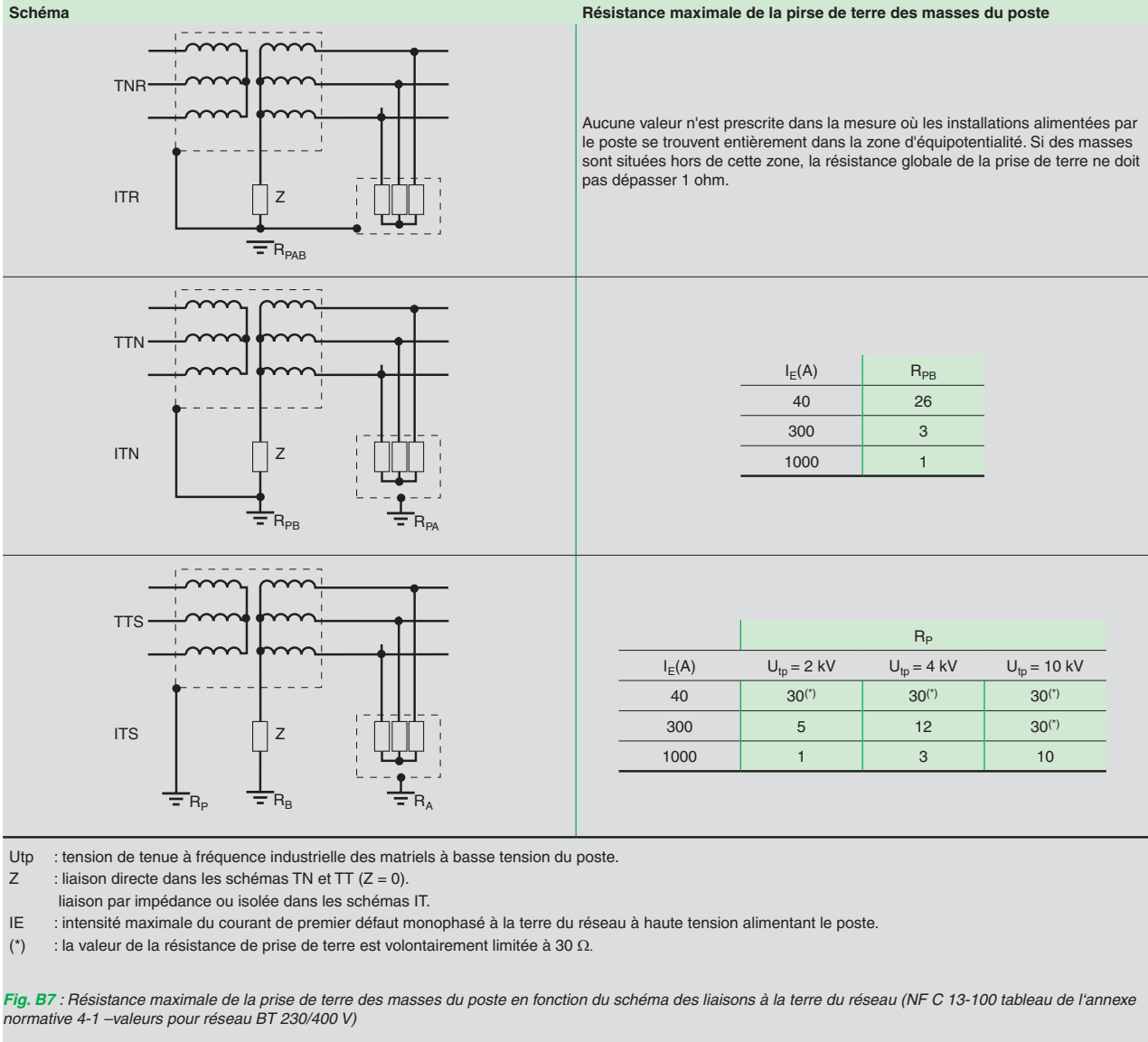
- la protection contre les surcharges,
- la protection des transformateurs,
- la protection contre les courts-circuits entre phases, soit par disjoncteur, soit par fusibles,
- la protection contre les défauts à la terre.

La protection contre ces différents défauts sera réalisée par :

- un disjoncteur ou des fusibles installés en amont du transformateur,
- des dispositifs propres au transformateur,
- un disjoncteur installé en aval du transformateur,

Les dispositifs de protection situés en amont du transformateur doivent être coordonnés avec ceux situés en aval (page B11).

3 Protections d'un poste de livraison MT



Protection des transformateurs

Contraintes dues au réseau

Des surtensions peuvent apparaître sur le réseau telles que :

- surtensions d'origine atmosphérique
- surtensions de manœuvres

Ces surtensions sont causées par un coup de foudre tombant sur (ou à proximité de) la ligne aérienne,

Un changement brusque des conditions de fonctionnement établies dans un réseau électrique peut faire apparaître des phénomènes transitoires. Ce sont généralement des ondes de surtensions à haute fréquence ou à oscillations amorties.

Dans les deux cas ci-dessus, le dispositif de protection contre les surtensions généralement utilisé est une varistance (oxyde de Zinc). Dans la plupart des cas, la protection contre les surtensions n'a pas d'action sur les appareillages.

B14



Fig. B8 : Transformateur immergé à remplissage total

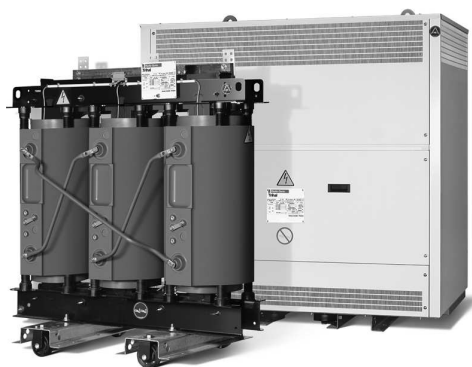


Fig. B9 : Transformateur de type sec enrobé Trihal

Contraintes dues à la charge

Ce sont des surcharges dues, la plupart du temps, à l'augmentation du nombre de petites charges alimentées simultanément, à l'accroissement de la puissance absorbée par certaines grosses charges ou à l'accroissement de la puissance apparente de l'installation du fait d'une extension. L'accroissement des charges se traduit par une augmentation de l'intensité qui élève la température des circuits, ce qui peut dégrader le niveau d'isolement des équipements. Cette élévation de température réduit la longévité des appareils de l'installation.

Les dispositifs de protection contre les surcharges peuvent être installés au primaire ou au secondaire du transformateur.

La protection contre les surcharges d'un transformateur est assurée par un relais électronique qui commande le disjoncteur installé au secondaire du transformateur. De tels relais, généralement appelés relais thermique de surcharge, simulent artificiellement la température d'un transformateur, en prenant en compte sa constante de temps thermique. Certains de ces relais sont capables de prendre en compte les effets thermiques des courants harmoniques dus aux charges non linéaires (redresseur, équipement informatique, variateurs de vitesse, etc.). Ces relais sont aussi capables d'indiquer le temps avant le déclenchement par surcharge et la durée de refroidissement après déclenchement. Ces informations sont très utiles pour piloter les manœuvres de délestage.

En complément de cette protection :

- les transformateurs de type «immergés» (cf. Fig B8) dans un diélectrique de refroidissement (huile minérale tirée du pétrole ou plus récemment végétale extraite des plantes) disposent fréquemment d'un thermostat à 2 seuils placés dans le diélectrique, le premier seuil servant à la signalisation, le second seuil au déclenchement.
- les transformateurs de type «sec enrobé» (cf. Fig B9) utilisent une sonde thermique PTC (coefficient de température positif) placée dans la partie la plus chaude des enroulements BT pour l'alarme et le déclenchement.

Défauts internes

Un défaut interne au transformateur est, le plus souvent, un défaut entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade ou détruit le bobinage, et, dans le cas de transformateur immergé à huile, provoque l'émission de gaz de décomposition. Un transformateur immergé mal protégé, peut détruire partiellement la cuve, qui laissera se répandre de l'huile enflammée. Les transformateurs de type sec enrobé évitent ce type de risque

La protection contre les défauts internes dépend du type de transformateur :

- Transformateur immergé avec respirant ou avec conservateur : la dilatation du diélectrique liquide se fait dans un réservoir d'expansion placé au dessus de la cuve, par lequel le diélectrique est en contact avec l'atmosphère. Ce réservoir comporte un assécheur d'air pour éviter l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir.

Pour ce type de transformateur, un relais Bucholz permet de détecter une faible accumulation de gaz ou une entrée d'air du fait d'une baisse de liquide par une fuite du réservoir. Il comporte un premier niveau d'alarme et un second niveau qui provoque l'ouverture immédiate de la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles). Une détection spécifique provoque également cette ouverture immédiate en cas de brusque montée du niveau d'huile dans le tuyau reliant la cuve au réservoir d'expansion, résultant d'un rapide dégagement gazeux dû à un arc ou un courant de court-circuit. Ce type de relais est souvent remplacé par un relais type DGPT (Détection Gaz, Pression, Température) adapté pour être utilisé en Bucholz.

- Transformateur immergé à remplissage total (ERT) sans «matelas gazeux» : ce type utilise une cuve étanche (le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère) complètement remplie et une conception spéciale des ailettes de refroidissement qui permet une certaine déformation élastique suivant la température.

Il présente de nombreux avantages par rapport à la solution précédente (encombrement réduit, faible maintenance, pas de risque d'oxydation du diélectrique, facilité de raccordement...). Cette technologie tend de ce fait à se généraliser pour les transformateurs immergés jusqu'à 10 MVA.

Pour ce type de transformateur, le Bucholz est inadapté et remplacé par des relais de protection de type DGPT. Le seuil de gaz ou de pression déclenche la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles), le seuil de température déclenche la protection amont ou le disjoncteur aval BT.

- Transformateurs de type sec enrobé : ce type de transformateur utilise des isolants secs, qui assurent le refroidissement par l'air ambiant sans liquide intermédiaire et ont, pour certains, des qualités intrinsèques de comportement au feu élevées. Ils sont de ce fait utilisés, voire imposés, par la législation locale dans certaines installations pour des raisons de sécurité.

Pour ce type de transformateur la protection interne est assurée une surveillance (sondes) de température.

3 Protections d'un poste de livraison MT

B15

En France la protection interne des transformateurs à remplissage total est assurée par des relais type DMCR (Dispositif de Mesure et Contrôle de Régime) ou DGPT2 (Détection de Gaz Pression et Température) conformes aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300. Pour les transformateurs de type sec enrobés elle est assurée par des sondes de températures (ex : sondes à coefficient de température positif). La protection contre les défauts internes doit provoquer la coupure de la protection HTA en amont du transformateur.

D'autre part, la norme CEI / NF EN 60076-11 définit les types de risques et les classes de comportement des transformateurs secs enrobés vis-à-vis des risques liés au feu, à l'environnement et climatiques suivant le tableau **Figure B10**. Les transformateurs secs enrobés de classe F1, E2, C2 sont exigés dans les immeubles de grande hauteur.

Type de risque	Classe d'exigence
F : Feu	F0, F1, F2
E : Environnement	E0, E1, E2
C : Climatique	C1, C2

Fig. B10 : Classes de risques pour les transformateurs secs enrobés

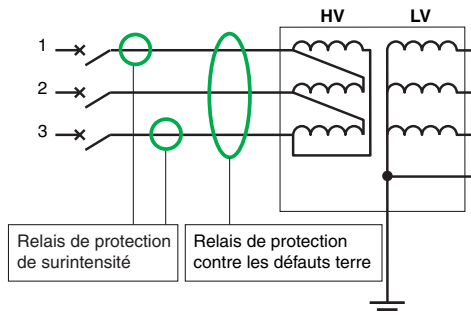


Fig. B11 : Protection contre les défauts à la terre dans les enroulements primaires

Défaut interne entre phases

Le court-circuit interne doit être détecté et éliminé par

- trois fusibles au primaire du transformateur, ou
- un relais de surintensité qui provoque le déclenchement du disjoncteur en amont du transformateur (cf. Fig. B11).

Défaut interne à la terre

C'est le type de défaut interne le plus commun. Il doit être détecté par un relais à maximum de courant. Le courant de défaut à la terre peut être calculé à partir de la somme des trois courants primaires (trois transformateurs de courant sont mis en œuvre) ou par un tore spécifique.

Si une grande sensibilité est nécessaire, l'utilisation d'un tore spécifique est préférable. Dans ce cas, deux transformateurs de courant sont suffisants pour la protection contre les défauts entre phases (cf. Fig. B11).

Protection des circuits aval

La protection des circuits en aval du transformateur doit être conforme aux règles des installations électriques à basse tension (comme les normes CEI 60364 ou les normes et les règlements nationaux).

En France les protections de l'installation en aval des transformateurs HTA/BT doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

Sélectivité entre dispositifs de protection en amont et en aval du transformateur

Le poste de livraison MT à comptage BT nécessite une sélectivité entre les fusibles MT et le disjoncteur ou les fusibles BT.

Le calibre des fusibles sera déterminé en fonction des caractéristiques du transformateur MT/BT.

Les caractéristiques du disjoncteur BT doivent être telles que, pour une condition de surcharge ou de court-circuit en aval du point où il est installé, le disjoncteur déclenche suffisamment rapidement pour garantir que :

- les fusibles MT ou le disjoncteur MT ne coupent pas,
- les fusibles MT ne soient pas dégradés par la surintensité qui les traverse.

Les caractéristiques de coupure des fusibles MT ou de déclenchement des disjoncteurs MT et BT sont indiquées sous la forme de courbes donnant le temps de fusion ou de déclenchement des protections en fonction du courant de court-circuit les traversant. Ces deux types de courbes ont une forme générale à temps inverse (avec une discontinuité pour la courbe du disjoncteur après le seuil de déclenchement instantané⁽¹⁾).

(1) en BT deux seuils de déclenchement sont de type instantané : seuil Court retard, seuil Instantané (voir sous chapitre H 4).

B16

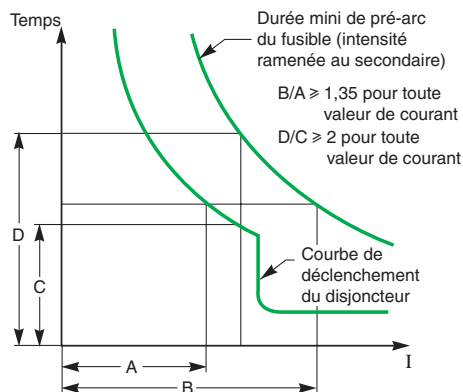


Fig. B12 : Sélectivité entre fusibles de protection amont et disjoncteur BT aval pour la protection transformateur



Fig. B13 : Unifilaire des fusibles MT et des disjoncteurs BT

La Figure B12 présente les courbes typiques pour un fusible MT et un disjoncteur BT.

Pour pouvoir comparer les courants du disjoncteur BT et les courants des fusibles MT, il est nécessaire de se placer du même côté du transformateur, donc d'appliquer le rapport de transformation du transformateur (ou son inverse) à l'un des deux courants.

■ Afin de réaliser une sélectivité MT/BT (cf. Fig. B13)

Les courbes de fusion du fusible ou de déclenchement du disjoncteur MT doivent être placées au dessus et à droite de la courbe du disjoncteur BT. Il est nécessaire de considérer séparément les cas où la protection MT est assurée par des fusibles ou un disjoncteur.

■ Afin de ne pas dégrader le fusible MT

La courbe de temps minimum de pré-arc du fusible MT doit être :

□ placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35, c'est-à-dire :

- pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
- pour le même temps T, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 135 A au moins.

□ placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 2, c'est-à-dire :

- pour un courant I, la courbe du disjoncteur BT passe par le point 1,5 s,
- pour le même courant I, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 3 s au moins.

Note 1 : les facteurs 1,35 et 2 sont basés sur les tolérances maximales des fusibles MT et des disjoncteurs BT.

Note 2 : si des fusibles BT sont utilisés en lieu et place du disjoncteur BT, les mêmes facteurs doivent être pris pour comparer les courbes.

■ Afin de garantir le non déclenchement du disjoncteur MT

La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :

□ placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35 c'est-à-dire :

- pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
- pour le même temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur MT passe par le point 135 A au moins.

□ placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un écart de 0,3 s entre les courbes.

Les facteurs 1,35 et 0,3 s sont basés sur la somme des tolérances maximales de construction des transformateurs de courant MT, des relais de protection MT et des disjoncteurs BT.

Note : afin de réaliser la comparaison des courbes, les courants MT sont traduits en courants équivalents BT (ou vice-versa).

Sélectivité amont-aval en France

Lorsque l'installation comporte des disjoncteurs HTA de protection en aval des fusibles ou du disjoncteur HTA de tête (cas du poste de livraison à comptage HTA avec départs HTA - zone d'application de la NF C 13-200), le temps d'élimination de 0,2 s au niveau de la protection générale ne permet pas de réaliser une sélectivité chronométrique traditionnelle.

Le distributeur peut alors accepter une sélectivité de type logique réalisée par relais indirects (gamme Sepam). La temporisation au niveau général est au maximum de 0,3 s et l'élimination du courant de défaut est effectuée en aval en un temps maximum de 0,2 s.

Choix du dispositif de protection au primaire du transformateur

Comme expliqué précédemment, pour des courants primaires assignés de faible valeur, la protection peut être réalisée par un disjoncteur ou des fusibles.

Quand les courants primaires assignés sont de forte valeur, la protection est assurée par un disjoncteur. La protection par un disjoncteur procure une protection plus sensible que celle par des fusibles. Les protections additionnelles (protection de terre, protection thermique contre les surcharges) sont aussi plus simples à mettre en œuvre avec une protection par disjoncteur.

3 Protections d'un poste de livraison MT

Le nombre de transformateurs du poste et le courant assigné (ou leur somme) du primaire du transformateur déterminent le type de protection amont : fusibles ou disjoncteur.

Choix du dispositif de protection amont en France

Choix du dispositif de protection

Le choix du dispositif de protection amont est déterminé en tenant compte de deux éléments :

- le courant de base (I_B), dont la valeur est :
 - en comptage BT, la valeur du courant assigné au primaire de l'unique transformateur HTA/BT
 - en comptage HTA, la somme des courants assignés au primaire des transformateurs et des courants assignés autres appareils à HTA (moteurs...) la puissance de base (P_B) de l'installation s'en déduisant par $P_B = U_n \times I_B \times \sqrt{3}$ (U_n : tension nominale du réseau)
- le courant minimal de court-circuit (I_{ccb}) : valeur minimale du courant de court-circuit pouvant affecter l'installation HTA.

En pratique c'est le courant du défaut biphasé au point le plus éloigné dans l'installation HTA. Il se déduit du défaut triphasé en ce point par :

$$I_{ccb} = I_{cc\text{biphasé}} = 0,86 I_{cc\text{triphassé}}$$

La norme NF C 13-100 précise que pour :

- $I_B < 45$ A et lorsqu'il n'y a qu'un seul transformateur, la protection peut être assurée soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste.
- $I_B \geq 45$ A ou lorsqu'il y a plusieurs transformateurs, la protection est assurée par un disjoncteur.

Les puissances maximales des transformateurs normalisés pour $I_B \leq 45$ A au primaire sont données dans le **tableau B14**.

Tension d'alimentation (kV)	Puissance maximale pour un seul transformateur (kVA/400 V)
5,5	400
10	630
15	1000
20	1250

Fig. B14 : Limites de puissance d'un transformateur pour un courant primaire de 45 A

Protection par fusibles

La norme NF C 13-100 définit le courant assigné des fusibles en fonction de la tension et de la puissance nominale du transformateur (**Tableau B15**). Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

Tension de service (kV)	Puissance des transformateurs (kVA)														Tension assignée (kV)
	25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	
5,5	6,3	16	31,5	31,5	63	63	63	63	63						7,2
10	6,3	6,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	63	63				12
15	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	43	63		17,5
20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	63	24

Nota : La norme CEI 60282-1 recommande de remplacer les trois fusibles d'un circuit triphasé quand l'un d'entre eux a déjà fonctionné, à moins que l'on sache avec certitude qu'il n'y a eu aucune surintensité au travers du fusible n'ayant pas fondu.

Fig. B15 : Calibres des fusibles (ex : Soléfuse) pour la protection d'un transformateur unique de puissance donnée, suivant la norme NF C 13-100 (tableau 43B)

B18

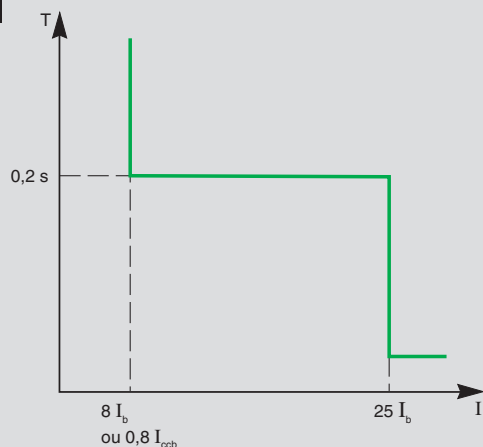


Fig. B16 : Protection par disjoncteur

Protection par disjoncteur

La norme NF C 13-100 § 433.3 définit les réglages des protections du disjoncteur d'après les valeurs de I_B et I_{ccb} (cf. Fig. B16).

■ Le réglage des déclencheurs ou des relais doit être tel que le courant minimal de court-circuit I_{ccb} de l'installation HTA provoque le fonctionnement du dispositif de protection dans un temps permettant d'assurer une sélectivité satisfaisante avec la protection du réseau d'alimentation HTA (en général, élimination du défaut en 0,2 s).

■ En outre, dans la mesure du possible, les appels de courant résultant de la mise sous tension des installations ne doivent pas provoquer de fonctionnement intempestif du dispositif de protection.

■ Pour des protections à temps indépendants, ces deux conditions sont satisfaites si le courant de réglage est pris égal à la plus petite des deux valeurs suivantes : $0,8 I_{ccb}$ ou $8 I_B$. En général la valeur $8 I_B$, inférieure à $0,8 I_{ccb}$, est retenue. Un réglage inférieur (5 ou $6 I_B$) peut être demandé par le distributeur pour assurer une certaine coordination avec ses protections réseau.

■ Lorsque le dispositif de protection est constitué de relais à deux seuils de déclenchement : l'un est à déclenchement différé comme indiqué ci-dessus, l'autre est à déclenchement instantané de valeur égale à $25 I_B$.

Protection contre les défauts à la terre

En France, une protection contre les défauts à la terre (à maximum de courant résiduel – code ANSI 50N ou 51N) doit être prévue, obligatoirement :

- lorsque le transformateur (fonctionnant à la tension du réseau d'alimentation) est relié par un câble de plus de 100 mètres à l'appareil de protection amont ou,
- lorsqu'il est fait usage d'une protection par relais indirects.

Les relais Schneider Electric correspondants sont du type Statimax ou Sepam et agissent sur le dispositif de protection amont.

Réglage du relais

Afin d'éviter des fonctionnements intempestifs de la protection générale, il y a lieu de régler le relais à une valeur supérieure au courant résiduel capacitif de la ligne HTA située en aval.

Les majorations à prendre en compte sont les suivantes :

- coefficient 1,1
- caractéristique du relais (en particulier : pourcentage de retour du relais)

$$I_r = \frac{1,1 I_{rc} (A)}{p}$$

p = le pourcentage de retour du relais

I_{rc} = courant résiduel capacitif de la ligne HTA, située en aval.

La mesure du courant résiduel est effectuée à l'aide de trois transformateurs de courant ; l'écart des rapports de ces transformateurs est pris en compte en ne réglant jamais le relais en dessous de 12 % du courant assigné des TC utilisés pour cette mesure :

$$I_r \geq 0,12 I_{pn} \text{ des TC.}$$

La temporisation de ce relais est réglée de manière que le courant de défaut soit éliminé en 0,2 s au plus.

Dans le cas d'un réseau à neutre compensé, il est nécessaire de mettre en œuvre en plus de la protection précédente (51N) une protection de type wattmétrique homopolaire (PWH – code ANSI 67N). La valeur de réglage est choisie dans la plage définie par le distributeur et associé à une temporisation de façon à éliminer le défaut en 0,5 s au plus. L'ensemble de ces réglages est plombé par le distributeur.

3 Protections d'un poste de livraison MT

B19

Présence d'une source autonome d'énergie

En France, la norme NF C 13-100 précise que la présence d'une source autonome de production d'énergie dans le poste ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation. Pour cela la norme impose :

- soit une disposition des installations telle que la source autonome ne puisse en aucun cas fonctionner en parallèle avec le réseau
- soit une protection de «découplage», déterminée en accord avec le distributeur, ayant pour objet d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau d'alimentation. Elle peut être à fonctionnement instantané ou temporisé. Dans ce dernier cas elle doit assurer une sélectivité chronométrique avec la protection amont du distributeur.

La commande de l'organe de découplage doit se faire à minimum de tension et son réglage, effectué par le distributeur, est rendu inaccessible par plombage.

Par ailleurs, le chapitre B61-41 du Guide Technique Distribution d'Electricité définit, en précisant les dispositions précédentes, les protections de découplage à utiliser. Ces éléments sont repris par les arrêtés du 21/07/97 et 4/06/98 fixant les conditions de raccordement des installations de puissance au réseau public.

En pratique il doit donc être prévu, outre les protections de la source autonome, une protection de découplage dite B61.41 conforme à ces éléments.

Un dispositif de verrouillage est destiné à interdire un fonctionnement ou une manœuvre présentant des risques pour la sécurité du personnel.

3.3 Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement (consignation)

Les verrouillages mécaniques et électriques sont intégrés dans le mécanisme et dans les circuits de contrôle des équipements installés dans le poste comme une mesure de protection du personnel contre une mauvaise séquence de manœuvres. Les dispositifs de verrouillage/interverrouillage entre fonctions situées dans des locaux différents (ex : tableau MT et transformateur) sont les dispositifs à transfert de clés.

Un schéma d'interverrouillage est destiné à prévenir le personnel de toutes manœuvres anormales. Certaines de ces manœuvres risquent de l'exposer à des dangers électriques, d'autres conduisent seulement à un incident électrique.

Interverrouillage de base :

Les fonctions d'interverrouillage peuvent être introduites dans une unité fonctionnelle spécifique : certaines de ces fonctions sont exigées par la norme CEI 62271-200 pour l'appareillage MT sous enveloppe métallique mais d'autres résultent du choix de l'utilisateur.

Pour accéder au tableau MT, il est nécessaire d'effectuer un certain nombre de manœuvres dans un ordre déterminé. Il faudra aussi réaliser ces manœuvres dans un ordre inverse pour remettre l'installation en service. Des procédures propres à l'utilisateur et/ou des interverrouillages dédiés garantissent que les manœuvres requises sont effectuées dans le bon ordre. Alors la cellule accessible sera consignée avec une indication «accessible par verrouillage» ou «accessible suivant procédure». Même pour des utilisateurs ayant leur propre procédure, l'utilisation d'interverrouillage peut fournir une aide précieuse pour garantir la sécurité des personnels.

Verrouillage à clés

Au delà des verrouillages disponibles pour une unité fonctionnelle donnée, les verrouillages et interverrouillages les plus fréquemment utilisés sont des dispositifs à transfert de clés. Ces dispositifs sont basés sur la possibilité de rendre une ou plusieurs clés libres ou prisonnières selon la réalisation ou non de conditions de sécurité.

C'est ainsi que pour accéder à une cellule moyenne tension, il faut effectuer un certain nombre d'opérations dans un ordre déterminé. Il faudra également réaliser les manœuvres pour remettre l'installation sous tension dans l'ordre inverse. Ces conditions peuvent être combinées en séquences obligatoires et uniques, garantissant ainsi la sécurité des manœuvres qui seront effectuées.

Cette procédure s'appelle en France consignation de l'installation électrique.

Le non respect de cette procédure peut avoir des conséquences graves pour le personnel exécutant l'opération et pour le matériel.

Remarque : il est important de prévoir les dispositifs de verrouillage dès la conception du réseau MT et BT. Ainsi les matériels concernés seront équipés de façon cohérente et compatible en termes de serrures et de clés utilisées.

Continuité de service

Pour une cellule MT, la définition des compartiments accessibles et des conditions de leur accessibilité sont la base de la définition de la classe de "Perte de continuité de service" (Loss of Service Continuity" - LSC - définie dans la norme CEI 62271-200).

Utiliser des interverrouillages ou des procédures utilisateurs ne doit pas avoir d'effet sur la continuité de service. De ce fait, seule l'autorisation d'accès à une partie spécifique d'un tableau, en conditions normales de fonctionnement, sera soumise à des conditions restrictives, plus ou moins sévères en fonction du besoin en continuité de service de la distribution électrique.

Verrouillages dans les postes équipés d'appareillage sous enveloppe métallique

Dans un poste de livraison MT/BT comportant :

- une cellule arrivée simple dérivation ou deux cellules arrivées double dérivation ou boucle,
- une cellule protection qui peut être une cellule interrupteur-sectionneur-fusibles avec sectionneur de terre ou une cellule disjoncteur,
- un transformateur,

les verrouillages permettent les manœuvres ou accès dans les conditions suivantes :

Verrouillages de base intégrés dans les cellules (unités fonctionnelles)

- Manœuvre de l'interrupteur-sectionneur
 - si la porte de la cellule est fermée et si le sectionneur de terre est ouvert.
- Manœuvre des sectionneurs ou des dispositifs de sectionnement de la cellule disjoncteur
 - si la porte de la cellule est fermée,
 - si le disjoncteur est ouvert et si le (ou les) sectionneur(s) de terre éventuel(s) de la cellule est (sont) ouvert(s).
- Fermeture d'un sectionneur de terre
 - si le dispositif de sectionnement associé est ouvert⁽¹⁾.
- Accès à l'intérieur de chaque cellule aux connexions du transformateur, si des verrouillages ont été spécifiés
 - si le dispositif de sectionnement associé est ouvert et le (ou les) sectionneur(s) de terre éventuel(s) est (sont) fermé(s).
- Fermeture de la porte de chaque cellule, si des verrouillages ont été spécifiés
 - si le (ou les) sectionneur(s) de terre est (sont) fermé(s).
- Accès à l'intérieur de la cellule des transformateurs de tension (en comptage MT)
 - si le sectionneur MT est ouvert et si le sectionnement basse tension est ouvert.
- Manœuvre des sectionneurs de la cellule des transformateurs de tension
 - si la porte de la cellule est fermée.

Interverrouillage fonctionnel impliquant plusieurs équipements séparés ou plusieurs cellules (unités fonctionnelles)

- Accès aux bornes de connexion du transformateur MT/BT
 - si l'unité fonctionnelle de branchement au réseau, alimentant les bornes équerres de connexion du transformateur, a son interrupteur ouvert et son sectionneur de terre fermé,
 - en fonction du risque d'alimentation par l'aval par la basse tension, une condition sur le disjoncteur général BT peut être nécessaire.

Verrouillages et asservissements en France

Dans les postes, la protection des personnes intervenant dans une installation électrique est réalisée par des dispositions de type électrique et de type mécanique.

Les dispositions de type mécanique sont assurées par :

- cloisonnements existants dans les cellules préfabriquées HTA,
- verrouillages, généralement du type à transfert de clés, prévus par l'article 46 de la NF C 13-100.

Exemple pratique

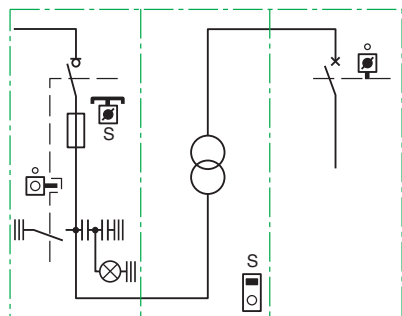
Dans un poste d'abonné à comptage BT, le schéma d'interverrouillages le plus couramment utilisé est celui MT/BT/TR (moyenne tension/basse tension/transformateur).

Le but de cet interverrouillage est :

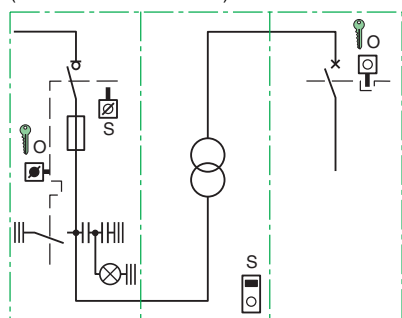
- d'empêcher l'accès au compartiment transformateur si le sectionneur de terre n'a pas été précédemment fermé
- d'empêcher la fermeture du sectionneur de terre dans le tableau de protection du transformateur si le disjoncteur BT du transformateur n'a pas été précédemment verrouillé en position «ouvert» ou «débouché».

(1) Si le sectionneur de terre est sur un circuit d'arrivée, les interrupteurs-sectionneurs associés sont ceux situés aux deux extrémités du circuit et ils doivent être interverrouillés de façon adaptée. Dans ce cas la fonction d'interverrouillage est de type à clés multiples.

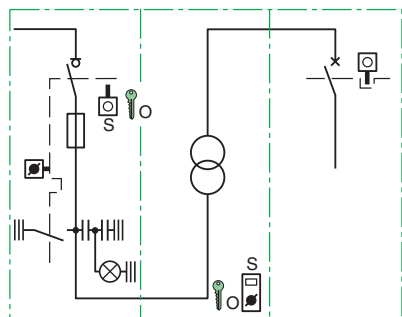
3 Protections d'un poste de livraison MT



Interrupteur et disjoncteur MT fermés (transformateur sous tension)



Accès aux fusibles MT



Accès aux bornes du transformateur

Légende

- Clé absente
- Clé libre
- Clé prisonnière
- Panneau ou porte

Fig. B17 : Exemple de verrouillage MT/BT/TR

L'accès aux bornes de connexion MT et BT du transformateur (protégé en amont par une cellule de protection interrupteur-fusibles MT (comportant un interrupteur-sectionneur MT, les fusibles MT et un sectionneur de terre MT) doit être réalisé en conformité avec la procédure stricte décrite ci-dessous. Cette procédure est illustrée par les schémas de la **Figure B17**.

Note : le transformateur est, dans cet exemple, équipé de prises MT débrochables⁽¹⁾ qui peuvent être embrochées uniquement après le déverrouillage d'un dispositif de fixation commun à toutes les prises phases.

Les interrupteurs-sectionneurs et le sectionneur de terre MT sont mécaniquement interverrouillés de sorte qu'un seul de ces deux appareils peut être fermé c'est-à-dire la fermeture d'un des appareils verrouille automatiquement l'autre en position «ouvert».

Procédure pour l'isolation et la mise à la terre du transformateur de puissance et pour la déconnexion des prises débrochables (ou du retrait du capot de protection)

Conditions initiales

- L'interrupteur-sectionneur MT et le disjoncteur BT sont fermés.
- Le sectionneur de terre MT est verrouillé en position ouvert par clef «O».
- La clef «O» est prisonnière sur le disjoncteur BT tant que ce disjoncteur est fermé.

Etape 1

- Ouvrir le disjoncteur BT et le verrouiller avec la clef «O».
- La clef «O» est maintenant libérée.

Etape 2

- Ouvrir l'interrupteur MT.
- Vérifier que les indicateurs de «présence tension» sont éteints (lorsque l'interrupteur est ouvert).

Etape 3

- Déverrouiller le sectionneur de terre MT avec la clef «O» et fermer le sectionneur de terre.
- La clef «O» est maintenant prisonnière.

Etape 4

Le panneau d'accès aux fusibles MT peut maintenant être enlevé (c'est-à-dire est déverrouillé par la fermeture du sectionneur de terre). La clef «S» placée à l'intérieur du compartiment derrière ce panneau est prisonnière tant que l'interrupteur MT est fermé.

- Tourner la clef «S» pour verrouiller l'interrupteur, ouvert à l'étape 2, en position «ouvert».
- La clef «S» est maintenant libérée.

Etape 5

La clef «S» permet de désarmer le dispositif de verrouillage, suivant le cas :

- des prises débrochables MT du transformateur,
- du capot de protection des bornes de connexion du transformateur.

Dans les deux cas, si une ou plusieurs bornes MT sont rendues accessibles (dénudées par le débrogage des prises ou par le retrait du capot), la clef «S» reste prisonnière dans la boîte de verrouillage. Ceci permet d'intervenir sur ces bornes en étant sûr qu'elles sont hors tension (personne ne peut utiliser la clef «S» sans avoir préalablement remis les prises embrochables ou le capot).

Le résultat de la procédure précédente est :

- L'interrupteur MT est verrouillé en position «ouvert».
- La clef «S» est prisonnière dans la boîte de verrouillage des prises du transformateur tant que les prises MT sont accessibles (exposées au contact).
- Le sectionneur de terre MT est en position «fermé» mais n'est pas verrouillé, c'est-à-dire il peut être ouvert ou fermé, ce qui permet, par ouverture, des essais sur les têtes de câbles. Toutefois, lors de travaux de maintenance, un cadenas est généralement utilisé pour verrouiller le sectionneur de terre en position «fermé», la clef du cadenas étant détenue par le responsable des travaux de maintenance.
- Le disjoncteur BT est verrouillé en position «ouvert» par la clef «O» qui est prisonnière du fait que le sectionneur de terre MT est en position «fermé».
- L'accès au transformateur, isolé et mis à la terre, est parfaitement sécurisé.

Il faut noter que les bornes de connexion amont de l'interrupteur-sectionneur peuvent rester sous tension dans la procédure décrite ci-dessus du fait que celles-ci sont situées dans un compartiment séparé et non accessible dans le cas de l'appareillage de l'exemple ci-dessus. Toute autre solution technique où il existe des bornes de connexion exposées au contact dans des compartiments accessibles, nécessiterait d'autres mises hors tension et des interverrouillages supplémentaires.

(1) Le transformateur peut également être équipé d'un capot de protection recouvrant les trois bornes de connexion MT.